

2 Descripción de la Acción Propuesta

1 2.0 DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN PROPUESTA

2 Este capítulo describe la acción propuesta por BHP Billiton LNG International, Inc.
3 (BHPB, o la Solicitante) para importar gas natural licuado (LNG) en el Puerto de
4 Cabrillo (Cabrillo Port), una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación
5 (FSRU) y gasoductos de gas natural asociados, para llevar gas natural a Oxnard,
6 California para ser distribuido al sur de California. Las alternativas a este Proyecto
7 propuesto se describen en el Capítulo 3.0. La información en este capítulo fue
8 obtenida de la solicitud de BHP y actualizaciones a la misma, para una licencia de un
9 Puerto de Aguas Profundas en el Puerto de Cabrillo.

10 Este capítulo está organizado de la siguiente manera. La Sección 2.1 brinda una
11 descripción general del Proyecto propuesto y su localización. Las Secciones 2.2 a 2.4
12 describen las instalaciones propuestas, y las Secciones 2.5 a 2.7 brindan información
13 sobre la construcción del Proyecto, incluyendo operación y mantenimiento. La
14 Sección 2.8 debate planes futuros, incluyendo el desmantelamiento y abandono, y la
15 Sección 2.9 brinda una lista de referencias.

16 Este capítulo también toma en cuenta los comentarios recibidos sobre la la descripción
17 del proyecto durante la evaluación por parte del público (“public scoping”) en marzo del
18 2004 y durante el periodo de revisión pública para el Borrador de la Declaración sobre
19 el Impacto Ambiental / Informe sobre el Impacto Ambiental (EIS/EIR) de octubre del
20 2004. Los comentarios representativos incluyen preguntas sobre la FSRU y el diseño
21 del ducto y estándares de diseño, contención y administración de materiales usados en
22 la FSRU, lastre de agua, técnicas de construcción costa afuera y en tierra, calidad del
23 gas natural e inyección de agente odorante, rutas de ductos en tierra, y
24 desmantelamiento. Los cambios más importantes a la descripción del proyecto desde
25 la emisión del Borrador del EIS/EIR de octubre del 2004 incluyen aquellos identificados
26 debajo:

- 27 • Debido a cambios en el diseño conceptual, varias de las dimensiones de la
28 FSRU propuesta son más grandes de lo que se había propuesto previamente
29 por la Solicitante, incluyendo la longitud en general (de 938 pies o 286 metros
30 [m] a 971 pies o 296 m). Estos nuevos valores son usados en el análisis
31 ambiental.
- 32 • La ruta de los ductos costa afuera ha sido revisada, siguiendo análisis
33 geotécnicos, para reducir el potencial de flujo de turbidez que afectaría los
34 ductos.
- 35 • La Solicitante usaría la Perforación Horizontal Dirigida (HDB) en lugar de
36 Taladrado Horizontal Dirigido (HDD) para instalar ductos del Proyecto debajo de
37 la costa (ver Sección 2.6.1, “Cruce Costero por HDB” y la Sección 4.11,
38 “Recursos y Peligros Geológicos”, para obtener más información). No se usarán
39 ataguías.

- 1 • La porción norte de la ruta propuesta del Ducto de Center Road en el Condado
2 de Ventura (que empieza aproximadamente en el hito [MP] 12.5 y continúa hacia
3 la Estación de Center Road) sería reubicado para desviarse la Escuela Mesa
4 Union en la Mesa School Road. La ruta propuesta en el Borrador del EIS/EIR de
5 octubre del 2004 es evaluado en este informe como la Ruta Alternativa 3 para el
6 Ducto de Center Road.

- 7 • Para asistir en la detección de fugas por olor, la Solicitante inyectaría un
8 odorante (elemento oloroso) en el gas natural en la FSRU. La Compañía de Gas
9 del Sur de California (SoCalGas) operaría un sistema redundante de inyección
10 de un odorante en tierra.

- 11 • La Solicitante usaría gas natural en lugar de combustible diesel como fuente de
12 combustible para todos los navíos de apoyo del Proyecto y ha reducido el
13 número de viajes de los navíos entre Port Hueneme y la FSRU.

14 Como parte de su descripción de proyecto, BHPB propone implementar numerosas
15 medidas para reducir la severidad de impactos potenciales relacionados al Proyecto.
16 (Estas medidas están identificadas por el prefijo “AM” en el Capítulo 4.0, “Análisis
17 Ambiental”, y 6.1, “Programa Recomendado de Mitigación y Monitoreo”). La Comisión
18 de Tierras del Estado de California (CSLC), en coordinación con los Guardacostas de
19 los Estados Unidos de América (USCG) y la Administración Marítima de los Estados
20 Unidos (MARAD) también han recomendado otras medidas para mitigar los impactos
21 potenciales significativos; estas “medidas de mitigación” son un tema aparte de la
22 descripción del proyecto de la Solicitante. (Para más información, ver la Sección 4.1,
23 “Introducción al Análisis Ambiental”).

24 **2.1 DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL PROYECTO**

25 El Proyecto propuesto tendría los siguientes componentes principales (ver
26 Figura 2.1-1):

27 **Costa Afuera (FSRU)**

28 Instalación y operación de la FSRU, que estará anclada y amarrada en el suelo
29 oceánico durante la duración del Proyecto en aguas Federales a 12.01 millas náuticas
30 (NM) (13.83 millas o 22.25 kilómetros [km]) costa afuera de los Condados de Ventura y
31 Los Ángeles, en profundidades de aproximadamente 2,900 pies (884 m). La Solicitante
32 escogió el lugar propuesto para la FSRU al analizar potenciales riesgos marinos ya
33 conocidos, ductos existentes, distancias a la costa, distancias a instalaciones fijas costa
34 afuera existentes, inclinación y topografía del suelo marino, y la infraestructura del
35 ducto de gas natural en tierra ya existente. La localización propuesta está fuera del
36 esquema de separación de tráfico, es decir, las líneas de tráfico marino destinadas a
37 navíos comerciales de gran envergadura. Las actividades operacionales incluyen:

- 1 Insert (1 of 2)
- 2 **Figure 2.1-1 Proposed Project Components**

- 1 Insert (2 of 2)
- 2 Figure 2.1-1 Proposed Project Components

- 1 • Embarque de LNG dentro de la Zona Económica Exclusiva de los Estados
2 Unidos a la FSRU en barcos tanqueros criogénicos especializados (cargueros
3 de LNG) de doble casco (doble lado y doble fondo);
- 4 • Transferencia de LNG desde los cargueros de LNG a la FSRU,
5 aproximadamente de dos a tres veces por semana;
- 6 • Calentamiento de LNG bajo condiciones controladas para devolverlo a su estado
7 gaseoso y calidad como gas natural para el ducto; e
- 8 • Inyección de un odorante en la corriente de gas natural.

9 **Cruce Costero y Ductos Costa Afuera**

- 10 • Instalación de dos ductos de 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro desde la costa,
11 usando HDB por debajo de la superficie de la playa, hasta la FSRU, e instalación
12 y operación de una estación de medición en tierra con equipos de inyección
13 redundantes de odorante. Los ductos que transportarán el gas natural desde la
14 FSRU hacia la costa se conectarían al sistema de transmisión de SoCalGas en
15 la estación de medición.

16 **En tierra**

- 17 • La entrega del gas natural a través de (1) un nuevo ducto de 36 pulgadas (0.9
18 m) de diámetro construido dentro de la Ciudad de Oxnard y áreas no
19 incorporadas del Condado de Ventura; (2) un nuevo ducto periférico de 30
20 pulgadas (0.76 m) propuesto en Santa Clarita en el Condado de Los Ángeles; y
21 (3) tres estaciones de válvulas de medición expandidas o modificadas en tierra.
22 Los ductos en tierra e instalaciones relacionadas serían construídas, poseídas y
23 operadas por SoCalGas, una empresa de servicios de gas natural regulada por
24 la Comisión de Entidades Públicas de California (CPUC).

25 Solamente los cargueros de LNG y la misma FSRU manejarían el LNG; sólo los ductos
26 costa afuera como aquéllos en tierra transportarían gas natural convencional. La FSRU
27 sería operada por medio de generadores a bordo de ella, y no por cables de energía
28 desde o hacia la costa. La vida útil proyectada de la FSRU, según la Solicitante, es de
29 un máximo de 40 años, aunque la licencia Federal para el DWP propuesto no tendría
30 fecha de expiración. Se ha propuesto que la construcción del DWP sería completada
31 en el 2009/2010 con un inicio de operaciones proyectado para el 2010.

32 La Cuadro 2.2-1 presenta una descripción de la ubicación general y coordenadas
33 específicas para las diversas instalaciones del Proyecto. La Figura 2.1-2 y la
34 Tabla 2.1-2 muestran distancias desde la FSRU a varios puntos de interés. El Proyecto
35 también requeriría derechos de vía (ROWs) exclusivos en tierra y en el lecho marino
36 para la operación normal y mantenimiento; estos requisitos están resumidos en la
37 Tabla 2.1-3. El espacio adicional que sería requerido temporalmente durante la
38 construcción está listado en la Tabla 2.1-4.

1 El límite político más cercana a la FSRU es el Condado de Ventura, cuyo límite está
2 localizado a 3NM (3.5 millas o 5.6 km) hacia el mar desde la línea media de marea alta.
3 Los ductos costa afuera pasan a través del Condado de Ventura en tierras que
4 pertenecen a, y son administradas por, el Estado de California, es decir, la CSLC, va
5 desde la línea media de marea alta y se extiende 3NM (3.5 millas o 5.6 km) hacia el
6 mar, donde empiezan las aguas territoriales Federales.

7 Las instalaciones propuestas son descritas en las Secciones 2.2 a 2.4, basadas en su
8 localización: costa afuera (FSRU y alrededores), cruce costero y ductos costa afuera, y
9 en tierra. Las descripciones no pretenden brindar especificaciones estructurales para
10 las instalaciones, sino una descripción de las instalaciones propuestas con suficientes
11 detalles como para poder evaluar los impactos potenciales de las instalaciones
12 propuestas.

13 Aunque el diseño de la FSRU representa una nueva combinación de métodos para la
14 transferencia y almacenamiento de LNG, los componentes individuales que forman
15 parte de la FSRU no son nuevos. En la actualidad, existe un amplio rango de códigos y
16 estándares para el diseño, construcción/fabricación y operación de unidades Flotantes
17 de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO) y otros navíos flotantes,
18 estructuras de instalaciones, plataformas, e instalaciones de LNG en tierra. Dado que
19 no hay un estándar único que defina el concepto de la FSRU propuesta, la FSRU está
20 basada en instalaciones relacionadas ya existentes, y los elementos individuales son
21 mencionados en reglas referenciadas dentro de la Guía de Construcción y Clasificación
22 de Estaciones de LNG Costa Afuera (Directorio Estadounidense de Embarcaciones
23 2004), por ejemplo, y otros códigos aplicables. (Ver “Estándares de Diseño Aplicables
24 a Ductos de Transmisión de Gas Natural” en el Apéndice C3.) Navíos y contenedores
25 para el transporte y almacenamiento de líquidos criogénicos han sido usados por varias
26 décadas. El amarre de instalaciones costa afuera y la instalación y operación de
27 ductos submarinos también han sido usados por muchos años para las plataformas de
28 producción de petróleo y gas, unidades FPSO, y navíos. Actualmente hay más de 90
29 unidades FPSO operando a nivel mundial, incluyendo tres que almacenan gas de
30 petróleo líquido.

31 Con respecto a las especificaciones de diseño de DWP propuestas, la USCG y el
32 MARAD requieren que los solicitantes para un DWP sometan especificaciones de
33 diseño preliminares como parte de la solicitud, y que sean lo suficientemente detalladas
34 como para evaluar los impactos potenciales que van asociados con el proyecto.; el
35 CSLC tiene requisitos similares para solicitudes de alquiler aplicables. Si se aprobara
36 una solicitud y se emitiera una licencia, la Solicitante tendrá que cumplir con el requisito
37 de presentar el diseño final para el componente costa afuera a la USCG, para su
38 aprobación. Además, si el CSLC aprueba la solicitud de alquiler, ese alquiler tendrá
39 requisitos específicos para la entrega de especificaciones detalladas del diseño final
40 para su aprobación por parte de agencias del Estado. Se requeriría la aprobación, a
41 nivel Federal y Estatal, del diseño final antes de que se pueda empezar con la
42 construcción.

Insert (1 of 2)

Figura 2.1-2 Consequence Distances Surrounding the FSRU Location for Worst Credible Events

Insert (2 of 2)

La Figura 2.1-2 Consequence Distances Surrounding the FSRU Location for Worst Credible Events

Table 2.1-1 Location of Project Facilities

Facility and Purpose	General Location	Latitude (N)	Longitude (W)
FSRU <i>Receive and store LNG from tankers; generate power to heat and regasify gas; inject odorant into natural gas stream; send natural gas to shore via pipelines.</i>	Offshore; Federal waters	33° 51.52'	119° 02.02'
Mooring system <i>Fix FSRU to seabed</i>	Offshore; Federal waters	33° 51.52'	119° 02.02'
Riser pipeline-ending manifold <i>Provide a connection between the FSRU and the offshore pipelines</i>	Offshore; Federal waters	33° 51.72'	119° 02.62'
Offshore pipelines <i>Transport natural gas to shore</i>	Offshore; Federal and State waters	Various	Various
Shore crossing at Ormond Beach <i>Connect offshore pipelines to proposed onshore metering station</i>	Ormond Beach, City of Oxnard, Ventura County, California (CA)	HDB entry: 34° 07.69' HDB exit: 34° 07.19'	HDB entry: 119° 10.03' HDB exit: 119° 10.69'
Onshore pipelines <i>Transport natural gas</i>	Cities of Oxnard and Santa Clarita, Ventura and Los Angeles Counties	Various	Various
Ormond Beach Metering Station and Backup Odorant Station <i>Measure and transfer ownership of natural gas; inject odorant into natural gas stream if additional odorant is required</i>	Reliant Energy Ormond Beach Generating Station, City of Oxnard, Ventura County, CA	34° 07.78'	119° 09.98'
Center Road Valve Station <i>Safety and control</i>	Ventura County, CA	34° 16.39'	119° 05.60'
Quigley Valve Station Expansion <i>Safety and control</i>	Los Angeles County, CA	34° 23.74'	118° 29.88'
Honor Rancho Valve Station <i>Safety and control</i>	Los Angeles County, CA	34° 26.66'	118° 35.26'

Source: Ecology and Environment, Inc. 2005.

Note:

Latitude and longitude have been rounded to the nearest 0.01'.

Table 2.1-2 Distances from FSRU to Points of Interest

Points of Interest	Latitude/Longitude	Calculated Distances to FSRU
FSRU	33°51.52'N - 119°02.02'W	---
Point Mugu Sea Range (eastern boundary, west of FSRU)	33°51.37'N - 119°06.27'W	3.54 NM (4.1 miles or 6.6 km)
Closest point of shipping channel	33°53.43'N - 119°1.12'W	2.06 NM (2.4 miles or 3.8 km)
Malibu City Limits (at coastline and eastern boundary of Leo Carillo State Park)	34°2.71'N - 118°56.63'W	12.05 NM (13.9 miles or 22.3 km)
Eastern Anacapa Island (Channel Island closest to FSRU location)	34°01.01'N - 119°21.31'W	18.61 NM (21.4 miles or 34.5 km)
Channel Islands National Park (statutory 1 NM offshore)	(Distance to FSRU extrapolated from E. Anacapa calculated distance)	17.61 NM (20.3 miles or 32.6 km)
Channel Islands National Marine Sanctuary (statutory 6 NM offshore) ^a	(Distance to FSRU extrapolated from E. Anacapa calculated distance)	12.61 NM (14.5 miles or 23.4 km)

Source: Ecology and Environment, Inc. 2005.

Notes: NM = nautical miles.

Latitude and longitude have been rounded to the nearest 0.01'.

Two methods were employed to calculate and cross-check distances from the proposed FSRU mooring location to the points of interest identified in this table. A GIS professional calculated distances in ArcGIS using a UTM Zone 11, NAD 83 projection; and a geographer used a combination of a digital raster graphic (DRG) of NOAA Chart #18022, latitude and longitude data from TopoZone.com, a topographic map of Channel Islands National Park (National Geographic Maps 1999), and online navigational calculators available from the National Geospatial Intelligence Agency at http://pollux.nss.nima.mil/calc/calc_options.html. Additionally, both researchers used latitude and longitude data from the Code of Federal Regulations Title 33, Part 167.451 to determine an accurate location of the Traffic Separation Scheme near the Project area. The source is located at:

<http://www.washingtonwatchdog.org/documents/cfr/title33/part167.html#167.450>.

^a The current boundaries of the Channel Islands National Marine Sanctuary (CINMS) extend from mean high water to 6 NM (6.9 miles or 11.1 km) offshore from the Channel Islands. The CINMS is currently updating its Management Plan and evaluating six different boundary expansion alternatives, which could include the FSRU and subsea pipelines. CINMS has stated that the existence of the FSRU and pipelines would not preclude the sanctuary from including that area within its new boundaries and would be taken into consideration when making the final decision. This subject is addressed in more detail in Section 4.13, "Land Use." The source is located at:

<http://www.cinms.nos.noaa.gov/manplan/overview.html>

Table 2.1-3 Land and Sea Requirements for Construction and Operation of the Cabrillo Port Project

Facility	Installation/Construction		Operation	
	Dimensions	Area	Land Affected	Area
Offshore				
FSRU – proposed safety zone	500 m radius (0.3 NM or 1,640 feet) around FSRU	0.23 square NM (0.3 square miles [mi ²] or 0.8 square kilometers [km ²])	500 m radius (0.3 NM or 1,640 feet) around FSRU	0.23 sq. NM (0.3 mi ² or 0.8 km ²)
FSRU – proposed Area to be Avoided	2 NM (2.3 miles or 3.7 km) radius	12.6 sq. NM (16.7 mi ² or 43.3 km ²)	2 NM (2.3 miles or 3.7 km) radius	12.6 sq. NM (16.7 mi ² or 43.3 km ²)
Subsea transmission pipelines ROW	22.77 miles (36.64 km) by 200 feet (61 m)	553 acres (224 hectares [ha])	22.7 miles (36.64 km) by 200 feet (61 m)	553 acres (224 ha)
Onshore				
Shore crossing	0.8 mile by 50 feet (1.3 km by 15.2 m)	4.9 acres (2.0 ha)	0.8 mile by 50 feet (1.3 km by 15.2 m)	4.9 acres (2.0 ha)
Aboveground facilities at Ormond Beach (metering station, station expansion and modifications, main line block valve, etc.)	400 feet by 400 feet (122 m by 122 m)	3.7 acres (1.5 ha)	200 feet by 200 feet (61 m by 61 m)	0.9 acres (0.4 ha)
Onshore pipeline ROW – Center Road Pipeline ^a	12.6 miles by 80 feet (20.3 km by 24.4 m) and 2.1 miles by 100 feet (3.4 km by 30.5 m)	147.7 acres (59.8 ha)	14.7 miles by 50 feet (23.7 km by 15.2 m)	89.1 acres (36.1 ha)
Onshore pipeline ROW – Line 225 Pipeline Loop ^a	7.7 miles by 80 feet (12.4 km by 24.4 m)	74.8 acres (30.3 ha)	7.7 miles by 50 feet (12.4 km by 15.2 m)	46.6 acres (18.9 ha)
Center Road Valve Station expansion	200 feet by 200 feet (61 m by 61 m)	0.9 acre (0.4 ha)	100 feet by 200 feet (30.5 m by 61 m)	0.5 acre (0.2 ha)
Quigley Valve Station expansion	200 feet by 200 feet (61 m by 61 m)	0.9 acre (0.4 ha)	100 feet by 200 feet (30.5 m by 61 m)	0.5 acre (0.2 ha)
Honor Rancho Valve Station expansion	200 feet by 200 feet (61 m by 61 m)	0.9 acres (0.4 ha)	100 feet by 100 feet (30.5 m by 30.5 m)	0.2 acre (0.1 ha)

Source: Ecology and Environment, Inc. 2005.

Note:

^a ROW width for both the Center Road Pipeline and the Line 225 Pipeline Loop may vary depending on the roadway type.

Table 2.1-4 Land Requirements for Temporary Staging Areas During Construction of the Cabrillo Port Project

Facility	Installation/Construction	
	Dimensions	Area
Onshore		
Ormond Beach HDD staging area	200 feet by 200 feet (61 m by 61 m)	0.9 acre (0.36 ha)
Pipeline staging areas – Center Road Pipeline	400 feet by 400 feet (121.9 m by 121.9 m)	3.7 acres (1.5 ha) per staging area; 11.1 acres (4.5 ha) total
Pipeline staging areas – Line 225 Pipeline Loop	400 feet by 600 feet (121.9 m by 182.9 m)	5.5 acres (2.2 ha) per staging area; 11 acres (4.4 5 ha) total
Watercourse crossings – Line 225 Pipeline Loop: Santa Clara River	800 feet by 225 feet (243.8 m by 68.6 m)	4.1 acres (1.66 ha)
Watercourse crossings – Line 225 Pipeline Loop: South Fork Santa Clara River, San Francisquito Creek	375 feet by 225 feet (114.3 m by 68.6 m)	1.9 acres (0.8 ha) per crossing, 3.8 acres (1.5 ha) total

Source: Ecology and Environment, Inc. 2005.

Note: Proposed staging areas would not be located within any watercourse crossing.

- 1 Las especificaciones finales del diseño para los ductos costa afuera y de las
2 instalaciones en tierra también tendrían que someterse al mismo nivel de escrutinio.
3 Las agencias con autoridad sobre el diseño y la seguridad de ductos costa afuera son
4 la Oficina de Seguridad de Ductos - Administración de Seguridad de Ductos y
5 Materiales Peligrosos (PHMSA-OPS) del Departamento de Transporte de Estados
6 Unidos (USDOT), el CSLC, y la Comisión Costera de California. PHMSA y la División
7 de Seguridad y Confiabilidad del CPUC tienen jurisdicción sobre ductos localizados en
8 tierra.
- 9 Los estándares de diseño y seguridad aplicables para este proyecto serían
10 identificados como parte de un proceso, con aportes significativos de la Solicitante así
11 como aportes (y la decisión final) de las agencias Federales y Estatales responsables.
12 La Solicitante sometería criterios propuestos del diseño a las agencias para su revisión
13 y comentarios. Se espera que la Solicitante proporcione criterios muy claros con
14 respecto a la base del diseño del proyecto, por ejemplo, presunciones con respecto la
15 zona sísmica o a la zona de la exposición de la carga del viento. Se espera que la
16 Solicitante también proporcionara códigos de diseño específicos reconocidos a nivel
17 nacional e internacional, estándares, y las prácticas recomendadas que serían
18 utilizadas para el análisis y el diseño de cada componente del proyecto, por ejemplo,
19 líneas de amarre, anclas, y tuberías flexibles. La Solicitante cumpliría con cualquier
20 estándar y práctica actualizados que estén en vigencia al momento de obtener la
21 licencia.

1 Las agencias responsables revisarían los criterios propuestos del diseño y pueden
2 modificar los criterios o requerir criterios adicionales para asegurarse de que el
3 Proyecto estaría diseñado, construido, y operado con seguridad, tanto costa afuera
4 como en tierra. Los criterios del diseño, según lo que hayan modificado y aprobado las
5 agencias responsables, serían incluidos como condiciones de cualquier licencia o
6 alquiler concedido a la Solicitante.

7 Ningunas de las tres agencias líderes requieren que las Solicitantes de una licencia
8 para un DWP proporcionen diseños finales detallados como parte de su solicitud. Si
9 una solicitud es aprobada y MARAD emite una licencia para un DWP o una licencia con
10 condiciones, el licenciataria para el DWP debe someter todos los planes de los
11 componentes costa afuera relacionados con el DWP al USCG para su aprobación. Si el
12 CSLC aprueba la solicitud de alquiler, las condiciones del alquiler incluirían los
13 requisitos específicos para la entrega de los criterios detallados del diseño y de los
14 diseños detallados finales por parte de la Solicitante, para su revisión y aprobación por
15 parte de las agencias Estatales. La aprobación Federal y Estatal de diseño detallado
16 final es un requisito antes de que la construcción pueda comenzar. (Elementos claves
17 del proceso de ingeniería se describen en AM PS-1a en la Sección 4.2.7.5, "Análisis y
18 Mitigación de los Impactos").

19 Las medidas siguientes serían tomadas para asegurarse de que los criterios
20 apropiados serían utilizados para el FSRU: (1) el USCG, en consulta con el CSLC,
21 evaluaría los criterios y los estándares propuestos para el diseño, la construcción y la
22 operación, de acuerdo con la Guía para la Supervisión de Actividades Post-Licencia
23 Asociadas con el Desarrollo de Puertos de Aguas Profundas (USCG 2005); y (2) un
24 agente de verificación independiente, probablemente una sociedad de clasificación
25 reconocida y aprobada por el USCG en conjunto con el CSLC, evaluaría y aprobaría el
26 diseño y la construcción propuestos.¹ Esto es consistente con la Ley de Puertos de
27 Aguas Profundas, que permite flexibilidad en diseño mientras que mantiene estándares
28 de seguridad apropiados.

29 Estándares sobre Navíos – Certificados de Clase

30 La Solicitante ha indicado que la certificación de clase será obtenida para todos los
31 "navíos" asociados al Proyecto propuesto, incluyendo el FSRU y cada uno de los
32 cargueros de LNG. Esto significa que los navíos serán diseñados y construidos de
33 acuerdo con los rigurosos requisitos definidos por una sociedad independiente de la

¹ Una sociedad de clasificación (de las cuales existen tres actualmente) establece y aplica requerimientos técnicos para el diseño, construcción, y estudio de instalaciones marinas, principalmente barcos y estructuras costa afuera, y mantiene departamentos de investigación para el desarrollo continuo de estándares de seguridad técnicos. Las reglas de clasificación se desarrollan para contribuir a la fortaleza estructural y la integridad de partes esenciales de la instalación, tales como el casco de un barco y sus apéndices, y para asegurar la confiabilidad y función de la generación de potencia y otros servicios y funciones. El dueño de un barco que ha sido designado, construido y probado en conformidad con las reglas puede aplicar a un certificado de clasificación, indicando que el barco cumple con las reglas. Las sociedades de clasificación pueden también actuar como Organizaciones de Reconocimiento para Estados Bandera.

1 clasificación. Los certificados de clase se basan en las reglas publicadas por la
2 sociedad de clasificación que gobierna el diseño y la construcción de navíos y de
3 instalaciones costa afuera. Una sociedad de clasificación tiene procedimientos
4 específicos con respecto al nivel de revisión del diseño y las pruebas que se requieren
5 permitir que una nave sea "clasificada". La clasificación indicaría que la nave cumple
6 con reglas aplicables de su clase, requisitos internacionales, y requisitos nacionales
7 específicos. Además, algunos estados delegan ciertas responsabilidades adicionales
8 de la revisión e inspección a las sociedades de la clasificación.

9 Las reglas y reglamentos de las entidades antes dichas son amplias en su alcance,
10 cubriendo casi todo aspecto de la construcción de un navío (por tanto, la del FSRU),
11 así como estándares operacionales. Como las FSRU y los barcos de carga se diseñan
12 para llevar gases criogénicos, reglamentos adicionales gobernarían su construcción.
13 Estas convenciones de la Organización Marítima Internacional (IMO) incluyen:

- 14 • Seguridad de la Vida en el Mar (SOLAS), 1974/1981;
- 15 • Código para la Construcción y el Equipamiento de los navíos que llevan Gas
16 Licuado a Granel (Código para Cargueros de Gas), 1983;
- 17 • Código Internacional para Navíos que llevan Gas Licuado a Granel (Código
18 Internacional para Cargueros de Gas [IGC]), 1993;
- 19 • 1994/1996 Enmiendas al Código de la IGC (substituyó el Código para Carguero
20 de Gas);
- 21 • Convención Internacional sobre Estándares del Entrenamiento, Certificación y
22 Guardia (STCW) para los Trabajadores del Mar, 1995;
- 23 • Código Internacional de Administración para la Operación Segura de
24 Embarcaciones y para la Prevención de la Contaminación (Código Internacional
25 sobre Administración de la Seguridad [ISM]) – adoptado por la Resolución IMO
26 A.741 (18) de 1994;
- 27 • Convención internacional para la Prevención de la Contaminación desde los
28 Navíos, 1973 y Protocolo de 1978 (MARPOL 73/78);
- 29 • Regulaciones Internacionales para la Prevención de Colisiones en el Mar, 1972
30 (con las enmiendas más actuales);
- 31 • Asociación Internacional de Ayudas Marinas para la Navegación y publicación
32 NAVGUIDE de las Autoridades que rigen la Operación de Faros; y
- 33 • Estándares de entrenamiento de la Sociedad Internacional de Barcos de Gas y
34 de Operadores de Terminales (SIGTTO) (actualmente en desarrollo).

35 Algunas de las principales características de seguridad requeridas por las entidades
36 mencionadas reducirían perceptiblemente la probabilidad de un derrame accidental de
37 la carga y atenuarían substancialmente cualquier derrame, sin importar la causa. Éstos
38 incluyen requisitos para la construcción de casco doble, separación de los sistemas de
39 contenedor de carga y tuberías, accesibilidad para la inspección, detectores de fugas
40 en espacios de contención, requisitos del tanque para la contención de la carga,

1 análisis estructural, contención secundaria y operación del sistema térmico, requisitos
2 para la construcción y pruebas del tanque, requisitos para la construcción y pruebas de
3 navíos de presión y sus tuberías, válvulas de parada de emergencia y sistemas de
4 apagado automático, acopladores para desenganche de emergencia del brazo de
5 carga, sistemas de venteo a presión, sistemas de protección de vacío, sistemas de
6 protección contra incendios, e instrumentación del tanque de carga.

7 **2.2 FSRU Y ALREDEDORES**

8 **2.2.1 Características del Gas Natural que se Importará al Proyecto**

9 La Solicitante anticipa la importación de gas natural de alta calidad al Proyecto del
10 campo de gas costa afuera de Scarborough, al oeste de Australia, luego de que haya
11 sido desarrollado y se construyan las instalaciones y el terminal de licuado. El campo,
12 situado en la meseta de Exmouth, a aproximadamente 174 millas (280 km) de la costa
13 de Australia occidental, en aguas cerca de 2,953 pies (900 m) de profundidad,
14 contiene, según se ha informado, cerca de 8 trillones de pies cúbicos (Tcf) (226.6 mil
15 millones de metros cúbicos [m^3]) de gas.

16 El gas consistiría en aproximadamente 99.5 por ciento de metano, contendría una
17 concentración muy baja del dióxido de carbono (0.34 por ciento), y se anticipa que
18 cumplirá con los requisitos de California para el gas de calidad requerida para ductos
19 por medio de las operaciones del Proyecto sin necesidad de tratamiento adicional
20 (Alexander's Gas and Oil Corporation 2004). Sin embargo, si el puerto de Cabrillo
21 estuviera listo para empezar a aceptar el LNG antes de que el gas del campo de
22 Scarborough estuviera disponible, la Solicitante ha indicado que importaría gas natural
23 que cumpla con los requisitos de California para el gas de calidad requerida para
24 ductos desde otras fuentes, tales como Indonesia (Billiot 2004). En el caso poco
25 probable de que la carga del carguero de LNG no cumpla con las especificaciones
26 requeridas por California, al carguero de LNG no se le permitiría entregar su carga en
27 el Puerto de Cabrillo o en California y sería redirigido a un terminal alternativo que podría
28 aceptar la carga de LNG, tal como un terminal en Corea, Japón, o China.

29 El LNG sería muestreado y analizado dos veces en su lugar de origen —una vez antes
30 de ser cargado en el carguero de LNG, y otra vez durante la operación de cargamento,
31 para asegurarse que cumple con los requisitos de calidad requerida para el gas para
32 ductos en California. Un cálculo de "desgaste" sería conducido usando resultados
33 analíticos del laboratorio para confirmar que la carga cumpliría con especificaciones
34 después de la "ebullición" que ocurriría durante el viaje. Una vez que se cargue el
35 tanquero de LNG, los resultados analíticos serían transmitidos al FSRU. Cuando el
36 carguero de LNG llegue a California, la calidad del gas sería probada tres veces
37 adicionales: (1) antes de recibo por el FSRU del carguero de LNG; (2) antes de la
38 transmisión del FSRU a la costa; y (3) en la Estación de Medición de Reliant Energy de
39 Ormond Beach por SoCalGas para mantener un registro de la cadena de custodia
40 durante la transferencia de propiedad del gas. La Solicitante y SoCalGas mantendrían
41 archivos sobre la calidad del gas en el FSRU y en tierra respectivamente por un

1 período de tres años, salvo que se especifique lo contrario por reglamentos u otros
2 requisitos.

3 **2.2.2 Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación**

4 El diseño preliminar de la FSRU, descrito a continuación, sería finalizado por la
5 Solicitante luego de la aprobación de la licencia y será construida de conformidad con
6 los estándares de la Organización Marítima Internacional (IMO). Como se mencionó
7 previamente, el diseño sería certificado por un agente independiente de verificación.

8 **2.2.2.1 Dimensiones**

9 La FSRU está clasificada como una estructura hecha por humanos. La FSRU sería una
10 unidad en forma de barco, con doble casco, con tres tanques esféricos de
11 almacenamiento (ver Figura 2.2-1). La FSRU sería construída específicamente para
12 transferir, almacenar y regasificar LNG.

13 • La FSRU mediría aproximadamente 971 pies (296 m) de largo, sin incluir la torre
14 de amarre, y 213 pies (65 m) de ancho, y desplazaría aproximadamente 190,000
15 toneladas de peso muerto.²

16 • El francobordo (la distancia de la línea de flotación a la cubierta) al estar cargado
17 con LNG sería aproximadamente 59 pies (18 m). El francobordo cuando el
18 FSRU está balastrado, es decir, cuando los tanques de lastre están totalmente
19 llenos, sería aproximadamente 62 pies (19 m).³

20 • Las tapas de los tanques de almacenaje de LNG estarían aproximadamente a
21 102 pies (31 m) sobre la cubierta principal, colocándolos aproximadamente a
22 161 pies (49 m) sobre la línea de flotación cuando está cargado, y 164 pies
23 (50 m) cuando esté balastrado.

24 • La altura del tubo de escape en frio sería 266 pies (81 m) sobre la línea de
25 flotación, o 105 pies (32 m) sobre la tapa de los tanques de almacenaje de LNG,
26 cuando está cargado, y aproximadamente 269 pies (82 m) sobre la línea de
27 flotación cuando balastrado.

28 • El diámetro del tubo de escape en frio sería 4 a 8 pulgadas (0.1 a 0.2 m).

² Las dimensiones se han redondeado al pie y al metro más cercanos.

³ Cuando el FSRU está lleno de LNG, no habría balastre y estaría en su "calado cargado". El calado cargado es lo más bajo que la FSRU estaría sumergida en el agua y es también su altura en relación con su posición normal sobre el agua. Dado que la FSRU convierte el LNG a gas, tomaría agua de lastre para compensar por la pérdida de LNG y por lo tanto mantendría su calado cargado. Una vez que los tanques de lastre se llenen, cualquier continuación del proceso de regasificación haría que la FSRU se levantara sobre el calado cargado. Sin embargo, esto ocurriría solamente si, por alguna razón, hubiere un retraso largo en la llegada de los cargueros de LNG. Por lo tanto, es concebible, aunque muy poco probable y raro, que la FSRU podría flotar un máximo de 3 pies (1 m) más arriba que el calado cargado.

1 Insert (1 of 2)

Figure 2.2-1 Proposed FSRU Profile Schematic

Insert (2 of 2)

Figure 2.2-1 Proposed FSRU Profile Schematic

1 **2.2.2.2 Casco**

2 La Figura 2.2-2 muestra la representación de la FSRU por parte de un artista y la
3 Figura 2.2-3, en la misma página, demuestra la manera en que se hará el acoplamiento
4 entre el FSRU y un carguero de LNG durante operaciones de vaciado. El casco doble
5 de acero sería diseñado con forma de proa y popa para reducir al mínimo el
6 movimiento producido por el oleaje y así proporcionar una plataforma estable para las
7 operaciones. Los tanques de lastre estarían situados entre los cascos dobles, mientras
8 que otros tanques serían contenidos dentro del casco interno. Estos tanques internos
9 almacenarían el combustible diesel, el aceite lubricante, el agua aceitosa, el agua gris
10 (de los lavatorios y las duchas), las aguas residuales sanitarias, y el agua potable. La
11 FSRU estaría equipada con propulsores de popa (en el extremo posterior del casco)
12 únicamente para el control de la parte frontal y no contendría motores u otros sistemas
13 de propulsión; así, no podría zarpar con su propia propulsión; sin embargo, la FSRU
14 podía utilizar sus propulsores de posicionamiento para mantener una velocidad
15 delantera controlada de algunos nudos en condiciones atmosféricas ligeras.

16 El casco de la FSRU sería pintado gris Admiralty Pacific o un tono similar. El USCG
17 determinaría el color y el esquema finales de la pintura para el casco de la FSRU,
18 basado en seguridad navegacional, entre otras consideraciones.

19 Las operaciones a bordo del FSRU, incluyendo regasificación, ocurrirían 24 horas por
20 día, 7 días por semana. El amarre de los cargueros de LNG al lado del FSRU ocurriría
21 solamente durante las horas de luz del día; sin embargo, la transferencia de LNG de los
22 cargueros al FSRU ocurriría en la noche. Otras operaciones durante la noche serían
23 evitadas, y la iluminación sería utilizada solamente para asegurar la seguridad y
24 prevención, y cuando las operaciones requieran de iluminación. La iluminación a bordo
25 de la FSRU sería diseñada para reducir al mínimo impactos en la noche. Los sensores
26 de movimiento serían empleados cuando sea posible, y el uso de reflectores de
27 iluminación sería reducido al mínimo. Cuando sean utilizados, los reflectores de
28 iluminación emplearían focos de eficacia alta y de bajo fulgor, tales como los haluros de
29 sodio y de otros metales.

30 **2.2.2.3 Instalaciones de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de LNG**

31 **Instalaciones de Recepción de LNG**

32 La Solicitud de BHPB para una licencia para construir un DWP exige que un amarre
33 único y las instalaciones de recepción de LNG estén localizadas en el lado de estribor
34 de la FSRU inicialmente, con la opción de colocar instalaciones similares en el lado de
35 babor en el futuro. El segundo amarre, si se añade, brindará flexibilidad para las
36 operaciones bajo condiciones poco usuales y nunca se usarían simultáneamente
37 puesto que no se podría descargar más de un carguero de LNG a la vez.⁴ Estas
38 instalaciones consistirían de los brazos de carga en cubierta, sistemas de tuberías y de

⁴ Si es que se construye el segundo atracadero, se requeriría de la modificación de la licencia para la FSRU y documentación ambiental adicional.

1 apagado que permitan transferir el LNG del carguero a la FSRU de manera segura. El
2 equipo de cubierta como defensas, cabezales móviles (un tipo de winche para levantar
3 objetos pesados), y ganchos de liberación rápida para líneas de amarras para
4 cargueros de LNG, también estarían localizados en cubierta. Las defensas también
5 prevendrían el contacto entre los cascos de la FSRU y del carguero de LNG durante los
6 procedimientos de atraque y transferencia.

7 Todos los brazos de carga serían idénticos, con diámetros de 16 pulgadas (0.4 m).
8 Éstos estarían localizados aproximadamente en media embarcación a lo largo del
9 estribor de la FSRU. Tres de los cuatro brazos de carga recibirían LNG, mientras que
10 el cuarto retornaría vapor de gas natural desplazado de la FSRU hacia el carguero de
11 LNG. El brazo de retorno de vapor sería necesario porque el LNG, cuando es
12 transferido de un navío a otro, causaría que el nivel del líquido ascendente (LNG) en
13 los tanques receptores, desplace el volumen disponible para el vapor, que ya existe en
14 estos tanques (conocido como el efecto pistón). El brazo de retorno de vapor también
15 sería necesario porque el LNG que sería bombeado hacia los tanques receptores
16 también generaría vapores adicionales en los tanques receptores, debido a la agitación
17 del líquido durante el bombeado y al contacto entre un líquido frío y la parte superior y
18 vacía, relativamente más caliente, de los tanques receptores.

19 El nivel ascendente del líquido en los tanques receptores empujaría el vapor hacia
20 fuera a través de la línea de retorno del vapor a un ritmo controlado, y sería dirigido de
21 regreso a los tanques fuente de los navíos para mantener presiones balanceadas. Este
22 convenio de carga “cerrada” confina todo el vapor dentro del sistema. De esta manera,
23 las atmósferas sobre los niveles líquidos de los tanques siempre serían 100% de gas
24 natural y (puesto que no hay oxígeno) no inflamable.

25 Los sistemas de amarras y brazos de carga tendrían una capacidad de liberación
26 rápida de emergencia, para que la transferencia de LNG pueda ser detenida de manera
27 segura y el carguero de LNG pueda ser liberado también de manera segura, aún
28 cuando no se reciban alertas adecuadas sobre las condiciones climatológicas, como
29 durante el desarrollo rápido de una turbonada marina o cuando existan olas muy altas,
30 mayores a las limitaciones operacionales descritas en las Secciones 4.1.8.2, “clima
31 General de Oleaje”; 4.1.8.3, “Análisis de Oleaje Extremo”; y 4.1.8.4, “Condiciones de
32 Oleaje Operacionales”. Cuando las acciones de emergencia de liberación rápida sean
33 activadas, éstas tomarían menos de un minuto en ser completadas.

34 La FSRU recibiría embarques de LNG, aproximadamente dos o tres veces por semana,
35 en promedio, según las condiciones climáticas, dadas los restrictivos estándares de
36 procedimientos de operación con olas que tengan alturas de 9.2 pies (2.8 m). Los
37 cargueros de LNG serían reabastecidos y servidos con soporte logístico por barcos de
38 suministro que servirían al carguero de LNG mientras esté acoplado a la FSRU.

1 Insert (1 of 2)

Figure 2.2-2 Artist Rendering of FSRU

Figure 2.2-3 Artist Rendering of LNG Carrier Docked at FSRU During Offloading

Insert (2 of 2)

Figure 2.2-2 Artist Rendering of FSRU

Figure 2.2-3 Artist Rendering of LNG Carrier docked at FSRU During Offloading

1 Los cargueros de LNG tendrían una capacidad que vaya desde 36.5 hasta 55.5
2 millones de galones (138,000 a 210,000 m³). De este volumen, se estima que 4
3 millones de galones (15,100 m³) serían consumidos por el carguero mientras está en
4 tránsito, como combustible y para mantener los tanques fríos; los 32.5 o 51.5 millones
5 de galones restantes (123,000 o 195,000 m³) serían transferidos a la FSRU. Los
6 cargueros de LNG serían accionados por el gas en ebullición natural de su carga de
7 LNG, según lo convenido con el Agencia de Protección Ambiental de los Estados
8 Unidos (USEPA) (Klimczak 2005). La Solicitante no ha concluido las especificaciones
9 del diseño para los cargueros de LNG; por lo tanto, la capacidad de almacenamiento de
10 diesel para los cargueros de LNG no se puede estimar en este momento.

11 La tasa de transferencia total de LNG a través de los brazos de carga de estribor sería
12 de aproximadamente 80,000 galones (303 m³) por minuto (gpm), equivalentes a 4.8
13 millones de galones (18,200 m³) por hora. Los cargueros de LNG serían descargados
14 durante 16 a 22 horas, dependiendo de su tamaño. El acoplamiento, la transferencia, y
15 desacoplamiento tomarían aproximadamente 18 a 24 horas (ver Figura 2.2-3 para la
16 representación artística de los arreglos para acoplamiento durante operaciones de
17 descarga).

18 Los buques cargados de LNG no anclarían bajo ninguna circunstancia, ni se acercarían
19 al área continental más allá que a una distancia adyacente a la FSRU. Un bote
20 remolcador/abastecimiento estaría disponible todo el tiempo (24/7/365) en la zona de
21 seguridad de 1,640 pies (500 m) que rodea a la FSRU. Una segunda nave/remolcador
22 también estaría en los alrededores de la FSRU, excepto cuando hace los viajes
23 semanales al Puerto Hueneme. Si un carguero de LNG se volviera inoperativo
24 mientras esté en aguas de Estados Unidos, los remolcadores lo alejarían mar adentro,
25 donde el LNG sería transferido hacia otro carguero, y se vaciaría todo el gas del
26 carguero inoperativo antes de llevarlo a un astillero para reparaciones. Los dos botes
27 remolcadores/abastecedores también tendrían la suficiente energía de interceptar la
28 FSRU en el poco probable caso de que se desamarre y vaya a la deriva.

29 La FSRU, los cargueros de LNG, y los navíos remolcadores/abastecedores operarían
30 sus motores con gas natural y un 1 por ciento de combustible biodiesel como piloto.

31 Las rutas de entrada y de salida de los cargueros de LNG, convenidas por el USCG y
32 la Marina de Estados Unidos, según lo consultado con la Solicitante, se muestran en la
33 Figura 4.3-1 en la Sección 4.3 "Tráfico Marítimo". Estas rutas fueron seleccionadas
34 deliberadamente para estar alejadas de áreas transitadas por la mayoría de otros
35 navíos y evitarían los carriles de tráfico costero.

36 Si el suministro de LNG a la FSRU fuera interrumpido por un periodo extenso de
37 tiempo, es decir, más de tres semanas, entonces, dependiendo del nivel restante de
38 LNG en el tanque(s) y la temperatura ambiente, los tres tanques tipo Moss se podrían
39 vaciar durante el proceso de regasificación, y habría un pequeño impacto en la
40 operación de la FSRU. Si los tanques llegaran a estar totalmente vacíos, podrían
41 calentarse a la temperatura ambiente para cuando se reactive el suministro de LNG, y
42 se necesitaría un periodo de enfriado de aproximadamente 30 horas para los tanques

1 antes de que se realice la carga de LNG. El enfriado del (de los) tanque(s) involucraría
 2 el uso de una pequeña cantidad (es decir, algunos galones) de LNG del carguero de
 3 LNG, y rociarlo en las paredes interiores del (de los) tanque(s). La Solicitante ha
 4 indicado que tomaría todas las medidas necesarias para prevenir el calentamiento del
 5 tanque deteniendo el proceso de regasificación y asegurándose de que los tanques
 6 contendrían siempre el suficiente LNG para mantenerlos fríos (Hann 2005).

7 Instalaciones de Almacenamiento de LNG

8 La FSRU almacenaría LNG en tres tanques Moss. Los tanques Moss estarían
 9 localizados a lo largo de las instalaciones, en la parte delantera de la vereda de los
 10 cuartos de cubierta y en la parte trasera del equipo de regasificación. En la
 11 Figura 2.2-4 se detalla una sección transversal de un tanque esférico Moss. Cada
 12 tanque Moss tendría 184 pies (56 m) de diámetro y una capacidad de almacenamiento
 13 de 24 millones de galones (90,800 m³). La capacidad total de almacenamiento de LNG
 14 en la FSRU sería de aproximadamente 72 millones de galones (273,000 m³).

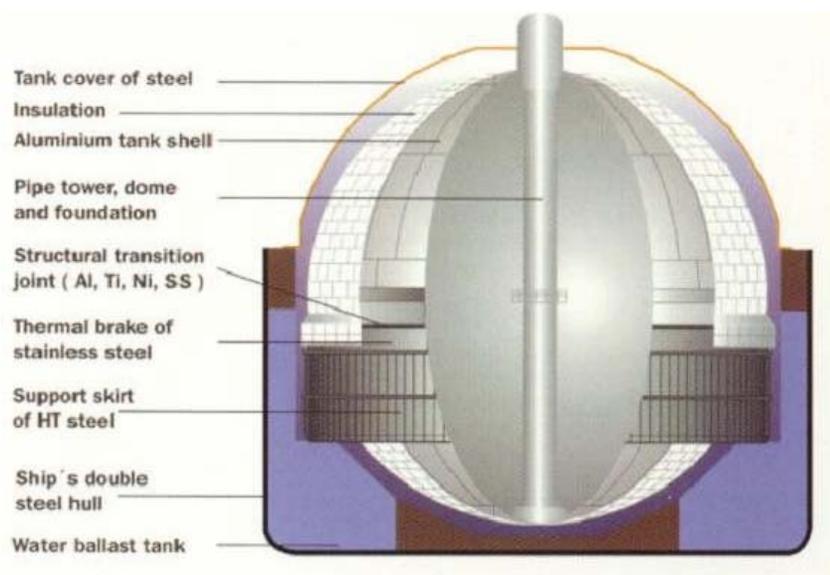


Figure 2.2-4 Cross Section of Moss Tank

15 Cada tanque Moss consistiría de una capa interna de aluminio, rodeada de capas de
 16 material aislante y estaría sostenido por un faldón de metal que estaría ensamblado
 17 dentro del casco doble del navío. Luego de la instalación de cada tanque en la FSRU,
 18 se construiría una cubierta de acero contra el clima en la parte superior del tanque,
 19 para cerrar totalmente la estructura y obtener un espacio hermético para el gas
 20 alrededor del tanque de carga. Estas capas protegerían los tanques de estar
 21 expuestos a fuentes de ignición potenciales y brindaría protección a los cuartos de la
 22 tripulación en caso de un accidente. Cada tanque Moss estaría localizado en una
 23 unidad de carga separada y montado directamente en la cubierta de cimentación
 24 dentro del casco doble de la FSRU; este diseño proporcionaría barreras significativas
 25 en caso de una brecha en el tanque y escape de LNG.

1 La presión normal de operación del tanque sería aproximadamente 1 libra por pulgada
2 cuadrada (psi) (700 kilogramos por metro cuadrado [kg/m^2]) sobre la presión
3 atmosférica; sin embargo, los tanques serían diseñados para presiones más elevadas
4 para asistir en la evacuación de carga en caso de emergencia. La presión sería
5 reducida por válvulas automáticas de descarga si es que ésta excede 3.5 psi
6 ($2,460 \text{ kg}/\text{m}^2$) por encima de la presión de operación. La descarga hacia la atmósfera
7 de la(s) válvula(s) de descarga se realizaría a través de un tubo de ventilación
8 localizado en la parte superior de cada tanque (ver también “Sistema de
9 Despresurización y Venteo de Emergencia” en la Sección 2.2.2.5, “Sistemas de
10 Seguridad”), y consistiría de 95% metano.

11 El aislamiento de los tanques Moss de la FSRU sería diseñado para permitir que parte
12 del líquido se entibie en un periodo de tiempo y retorne a su estado gaseoso (un
13 proceso llamado “hervido”). Al mantener presiones bastante constantes de los tanques
14 mediante la remoción de este gas hervido, la carga remanente de líquido será
15 mantenida en su estado líquido frío sin asistencia mecánica, a través de un proceso
16 físico llamado auto-refrigeración. Se permitirá que hierva alrededor del 0.12% del LNG
17 por día, bajo condiciones normales. El gas hervido no es liberado, sino que más bien
18 sería usado como una fuente de combustible para los generadores eléctricos en el
19 proceso de regasificación o desviados al gas natural entregado en la costa.

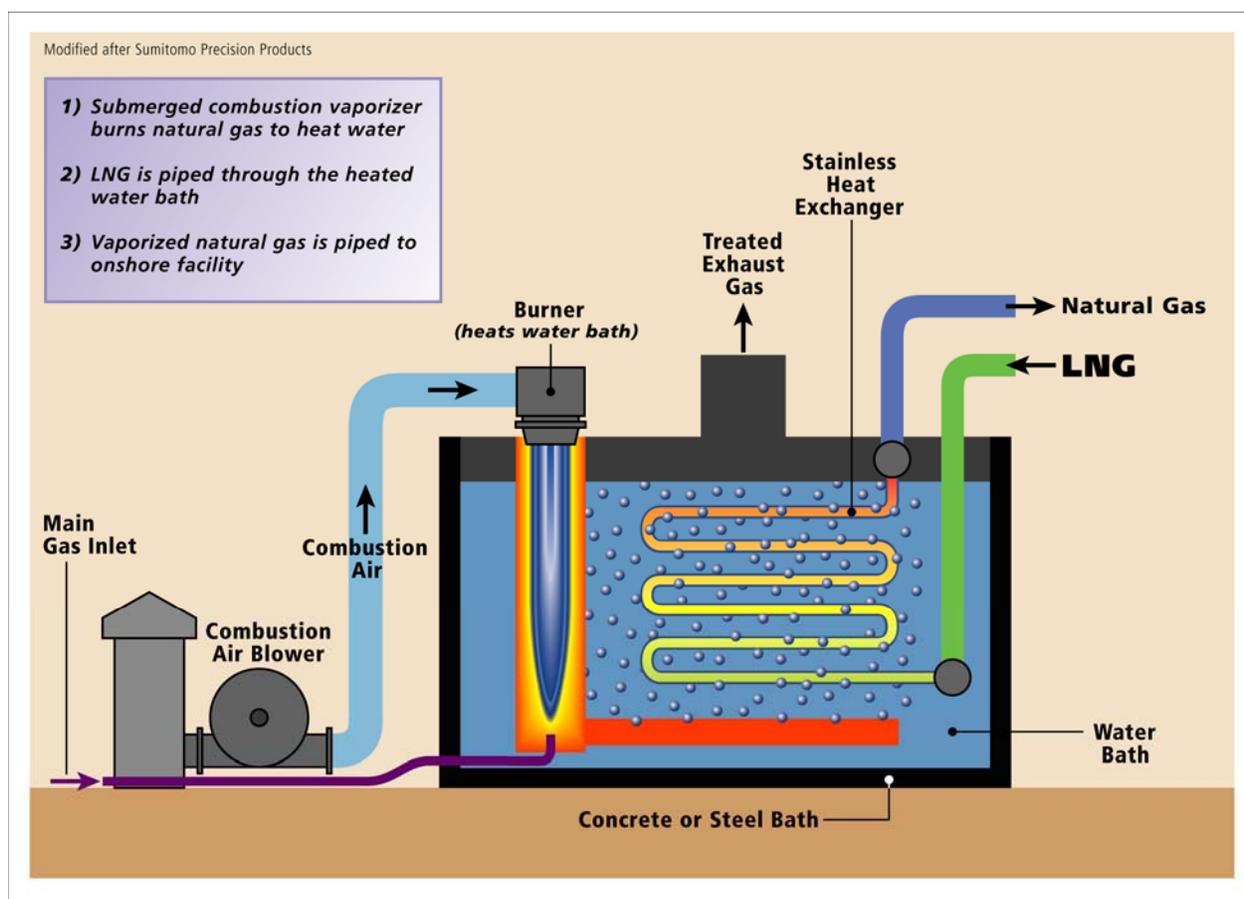
20 Los tanques Moss contendrían nueve bombas de LNG —tres por cada tanque Moss.
21 Dos de las tres bombas de cada tanque serían capaces de transferir hasta 13,000 gpm
22 ($49 \text{ m}^3/\text{m}$) de LNG desde los tanques de almacenamiento hasta las bombas
23 propulsoras ubicadas en el área de las instalaciones de regasificación. La misma
24 cantidad de transferencia podría ser lograda con sólo dos bombas, lo que permitiría
25 hacerles mantenimiento sin interrumpir la transferencia de LNG.

26 **Instalaciones de Regasificación de LNG**

27 El área de las instalaciones de regasificación, ubicada en la proa (frente) de la FSRU
28 justo por delante de las instalaciones de almacenamiento, incluiría hasta seis bombas
29 centrífugas propulsoras de LNG y ocho vaporizadores sumergidos de combustión. Las
30 bombas propulsoras incrementarían la presión de LNG hasta aproximadamente
31 1,500 libras por pulgada cuadrada (psig) (1.05 millones de kg/m^2) antes de alimentar el
32 LNG a los vaporizadores sumergidos de combustión (sumergidos en agua dulce) donde
33 el LNG sería regasificado. El LNG sería vaporizado y pasado hacia el múltiple de
34 descarga antes de ser exportado a la costa a través del ducto. Este sistema cerrado de
35 tuberías soldadas y de alta presión, sería diseñado y construido de acuerdo a los
36 códigos requeridos de ductos para un servicio de alta presión de LNG según lo
37 indicado en “Estándares de Diseño y Seguridad Aplicables a Ductos para la
38 Transmisión de Gas Natural” en el Apéndice C3.

39 Los ocho vaporizadores sumergidos de combustión tendrían, cada uno, una capacidad
40 máxima de vaporización de LNG de 198 toneladas ($179,600 \text{ kg}$) por hora. Cualquiera
41 grupo de cinco unidades de los ocho vaporizadores sumergidos de combustión
42 operaría a una carga del 80% a lo largo del año. La unidad calentadora de los

1 vaporizadores sumergidos de combustión sería cargada de combustible obtenido de
 2 gas natural hervido, y cualquier gas hervido que no sea usado para este propósito sería
 3 realimentado al sistema de entrega de gas. Los vaporizadores sumergidos de
 4 combustión calentarían el LNG en un baño de agua, lo cual resultaría en la
 5 regasificación de LNG hacia gas natural, a una temperatura de 41°F (5°C). El flujo de
 6 LNG y del gas natural sería contenido mediante el proceso de tubería sumergida en un
 7 baño de agua mantenido a 86°F (30°C). El baño de agua proporcionaría una
 8 transferencia estable con calor de LNG a gas natural (suministraría una fuente de calor
 9 para convertir el gas natural de líquido a gas). El proceso de regasificación se presenta
 10 en la Figura 2.2-5. La capacidad promedio de regasificación sería de 800 pies cúbicos
 11 al día (MMcfd) (22.7 millones m³/día), y la capacidad máxima de regasificación sería de
 12 1.5 mil millones de pies cúbicos por día (Bcfd) (42.5 millones m³/día). A una tasa de
 13 regasificación de 800 MMcfd (22.7 millones m³/día), tomaría aproximadamente 7 días
 14 para vaciar el LNG de los tanques Moss, o aproximadamente 4 días a una tasa de
 15 regasificación de 1.5 Bcfd (42.5 millones m³/día).



16 **Figure 2.2-5 Submerged Combustion Vaporizer Process Schematic**

17 La combustión del gas natural calentaría el baño de agua usado para la regasificación
 18 durante el proceso de combustión sumergida de los vaporizadores. No se utilizaría
 19 agua de mar para el baño de agua. El agua dulce para el baño de agua sería generada
 20 como un derivado del proceso de combustión en los vaporizadores sumergidos de

1 combustión, que darían un total de 199,680 galones (756 m³) por día (basándose en un
2 promedio de cinco vaporizadores de combustión sumergida operando
3 simultáneamente). Cada vaporizador de combustión sumergida produciría
4 aproximadamente 39,936 galones (151 m³) por día. Ni el LNG ni el gas natural serían
5 liberados directamente al baño de agua, pero el gas de escape de la combustión
6 (principalmente dióxido de carbono y vapor de agua) burbujeará a través del baño de
7 agua. El agua para este baño consistiría de agua limpia y destilada; sin embargo, el
8 burbujeo de los gases de combustión a través de esta agua, causaría que el pH baje,
9 haciendo que el agua se transforme en levemente ácida. Por lo tanto, cualquier agua
10 descargada de las operaciones de los vaporizadores sumergidos de combustión, será
11 tratada para neutralizar el pH para uso potable y no potable a bordo.

12 Esta agua se acumularía en el baño de agua por combustión sumergida.
13 Aproximadamente el 5% de este volumen, o 9,987 galones (38 m³) por día, sería
14 tratada usando una combinación de ajuste de pH, oxidación por luz ultravioleta (UV),
15 y/o filtración a través de un filtro de 1 micra y filtros de carbón activado para el uso de
16 agua potable a bordo de la FSRU como agua para limpieza de la cubierta, estimada a
17 63,400 galones (240 m³) por semana durante un evento de 8 horas, una vez por
18 semana, o para suplir las unidades de desalinización para uso de agua potable. El 95%
19 restante, o 189,748 galones (718 m³) por día sería usado para operaciones de balastre
20 (descrito abajo en “Agua de Lastre”); por tanto, no habrá agua que sea directamente
21 descargada al océano por las operaciones de vaporización.

22 **Tubo de Escape Frío (Cold Stack)**

23 La planta de regasificación estaría equipada con un “tubo de escape en frío” que
24 permitiría que el gas sea ventilado hacia la atmósfera. La ventilación solamente sería
25 permitida durante situaciones de emergencia o de procesos anormales para purgar el
26 gas de los ductos de la planta o, en algunos incidentes, para purgar el gas del ducto
27 submarino. La cantidad de gas que sería ventilada durante una situación de
28 emergencia dependería de la gravedad de la situación. Bajo circunstancias normales
29 no se ventilaría gas a la atmósfera. Nunca se realizaría un quemado del gas, lo cual
30 eliminaría una fuente de ignición a bordo de la FSRU. El gas ventilado no sería
31 considerado como un asfixiante para la tripulación de la FSRU porque: (1) el gas es
32 más liviano que el aire y por lo tanto se elevaría; y (2) la parte superior del tubo de
33 escape frío sería la parte más alta del navío, muy por encima de las cubiertas (ver
34 “Sistema de Despresurización y Ventilación de Emergencia” en la Sección 2.2.2.5,
35 “Sistemas de Seguridad”).

36 **Medición de Gas Natural**

37 Ambos ductos submarinos que irían hacia la costa, serían adecuados con medidores
38 independientes de flujo en cada extremo del sistema de ductos (uno a bordo de la
39 FSRU y otro en tierra, en la instalación de medición). Estos equipos medirían el flujo a
40 través de los ductos individuales y el flujo acumulado en ambos ductos, de esa manera,
41 si un medidor no estuviera funcionando, el otro seguiría midiendo el flujo total.

1 **2.2.2.4 Sistemas de Servicios y Manejo de Desechos**

2 Los servicios en la FSRU incluirían generación eléctrica; calefacción, ventilación y aire
3 acondicionado; manejo de aguas y aguas residuales; manejo de materiales peligrosos;
4 y recolección, almacenamiento y equipos de transferencia de basura.

5 **Agua de Lastre**

6 El agua de lastre sería manejada por medio del uso de un sistema de manejo de agua
7 de lastre controlado por computadora para mantener el peso y balance del navío. Los
8 cargueros de LNG llegarían a la FSRU cargando algo de agua de lastre. De acuerdo a
9 las regulaciones, los intercambios de agua de lastre se producirían fuera del límite de
10 las 200 NM (230 millas o 370 km) y serían registrados y reportados⁵. Mientras
11 descargan el LNG, los cargueros bombearían agua de lastre a sus tanques, para
12 compensar el peso de LNG descargado a la FSRU. Cada carguero de LNG bombearía
13 aproximadamente 32.5 a 51.5 millones de galones (123,000 a 195,000 m³) de LNG,
14 dependiendo del tamaño del carguero de LNG; por tanto, la mínima cantidad de LNG
15 recibido variaría desde 65 millones de galones (246,000 m³) el volumen mínimo para
16 dos cargueros llegando a la FSRU por semana, hasta 154.6 millones de galones
17 (585,000 m³), el volumen máximo para tres cargueros llegando a la FSRU por semana.
18 Un galón de LNG es igual a 0.4382 galones de agua de mar. Entonces, la cantidad de
19 agua de mar requerida durante la transferencia por cada carguero de LNG para hacer
20 de lastre variaría desde 14.2 a 22.6 millones de galones (53,750 a 85,540 m³)
21 dependiendo del tamaño del carguero.

22 La FSRU estaría constantemente intercambiando agua de lastre para mantener el peso
23 y balance, tanto durante la carga de LNG desde los cargueros de LNG, como durante
24 la exportación de gas natural a tierra, usando un sistema de control computarizado de
25 manejo de agua de lastre, diseñado para monitorear constantemente las condiciones
26 de carga y tomar o descargar agua de mar, de acuerdo a la necesidad. Durante las
27 operaciones de descarga de los carguero de LNG, la FSRU descargaría una cantidad
28 de agua de lastre igual a la cantidad de agua de mar tomada por el carguero de LNG
29 por cargamento, o 14.2 a 22.6 millones de galones (53,750 a 85,540 m³) dependiendo
30 del tamaño del carguero. Igualmente, mientras el LNG está siendo regasificado a bordo
31 de la FSRU y enviado a la Estación de Medición de Ormond Beach, una cantidad
32 equivalente de agua de mar sería bombeada dentro de los tanques de lastre.

33 El agua de lastre sería obtenida de, o descargada al océano en el mismo punto
34 adyacente a la FSRU. No se añadirían químicos; por lo tanto, no sería necesario un
35 tratamiento del agua de lastre. El agua del océano sería bombeada a los tanques de
36 lastre, y trasladada de un tanque a otro para mantener balanceado el navío, o
37 descargada de vuelta al océano, de acuerdo a la necesidad. El intercambio de agua de
38 lastre se produciría en el fondo del casco de la FSRU, a una profundidad de
39 aproximadamente 42.7 pies (13 m). La profundidad del océano en la estación de

⁵ Convención Internacional para el Control y Gestión del Agua de Lastre y Sedimentos de Navíos, U.N. Organización Marítima Internacional

1 amarre de la FSRU sería aproximadamente 2,900 pies (884 m) y la quilla, es decir, la
2 parte de la FSRU que estaría más debajo de la línea de agua sería de
3 aproximadamente 43 pies (13 m); por tanto, no ocurriría el desgaste del suelo
4 oceánico. Las bombas de agua de lastre tendrían mallas para minimizar la entrada de
5 organismos acuáticos. El tamaño de las tomas y la(s) malla(s) serían diseñados de
6 acuerdo a la Ley del Agua Limpia § 316, según sea aplicable. Los tanques de agua de
7 lastre serían inspeccionados anualmente. Los detalles sobre el sistema de agua de
8 lastre pueden ser vistos en el informe de Características del Diseño y Operación de
9 Sistemas de Agua de Lastre (WorleeyParsons 2005) en el Apéndice D5 de este
10 informe.

11 La Solicitante investigó la viabilidad de instalar la toma de la bomba de agua del lastre
12 en el suelo marino; sin embargo, se determinó que este método era poco práctico
13 desde un punto de vista de ingeniería y operacional. En primer lugar, instalar la toma
14 de agua en el suelo marino daría lugar a la aspiración de grandes cantidades de arena
15 y de otras partículas que podrían dañar las bombas, de modo que requerirían el uso de
16 una malla que tendría que ser limpiada regularmente para prevenir la obstrucción del
17 sistema de aspiración. En segundo lugar, es hidráulicamente difícil elevar el volumen
18 requerido de agua por 2,600 pies (800 m). En tercer lugar, esta opción agregaría
19 requisitos para la generación de energía, y por lo tanto, aumentaría las emisiones
20 atmosféricas de agentes contaminadores

21 Todas las operaciones de lastrado serían realizadas de acuerdo a la Convención
22 Internacional para la Prevención de la Contaminación desde Embarcaciones
23 (MARPOL) y las regulaciones y protocolos Estatales y del USCG.

24 **Generación de Energía**

25 Un área de servicios cerca de la popa (parte posterior) de la FSRU incluiría el equipo
26 de generación de energía eléctrica a bordo. Este equipo principal de generación de
27 energía consistiría de cuatro generadores de combustible dual (gas natural/diesel),
28 cada uno con una salida de energía de 8,250 kilovatios a 6.6 kilovoltios, que
29 normalmente funcionarían usando gas natural (gas hervido de los tanques de Moss y/o
30 el gas natural que ha sido regasificado en la FSRU). Adicionalmente, un generador de
31 emergencia que usa combustible diesel estaría a bordo únicamente para labores de
32 emergencia. Los generadores de combustible dual funcionarían con el combustible
33 diesel solamente bajo las siguientes condiciones: (1) para combustible de emergencia
34 si ambas fuentes del gas natural se pierden; (2) para las pruebas mensuales del
35 generador de emergencia y pruebas de las bombas de agua contra incendio y pruebas
36 ocasionales del generador de combustible dual; (3) durante los simulacros de
37 entrenamiento de emergencias; o (4) durante el arranque antes de la primera entrega
38 de LNG.

39 Los motores de los cuatro generadores utilizarían un sistema a circuito cerrado de
40 enfriamiento por agua con una capacidad total del agua dulce de 396 galones (1.5 m³)
41 por motor. Cada motor tendría dos circuitos de enfriamiento. Una cantidad pequeña,
42 aproximadamente 10 por ciento, de agua de reposición sería requerida por año y esta

1 sería obtenida de los vaporizadores de combustión sumergidos. Por lo tanto, el
2 consumo de agua dulce sumaría cerca de 300 galones (1.1 m³) anualmente. Los
3 inhibidores anti-corrosión serían un producto genérico basado en glicol, según lo
4 contemplado en las especificaciones del vendedor. El sistema de enfriamiento por agua
5 a circuito cerrado emplearía el agua de mar sin contacto para el traspaso térmico en
6 una cantidad media estimada en 142,000 galones (535 m³) cuando los generadores
7 están en operación. Bajo condiciones de funcionamiento normales, la toma de agua de
8 mar para el sistema de enfriamiento por agua de la FSRU sería aproximadamente 10
9 por ciento de lo que usa un típico barco oceánico grande. La Solicitante consideró el
10 uso de un sistema de recuperación del calor usando el agua generada por el
11 vaporizador sumergido de combustión para enfriar los motores del generador; sin
12 embargo, esta opción fue rechazada debido a las desventajas de tal sistema con
13 respecto al incremento de la complejidad del sistema.

14 Todos los centros requeridos de control de motores, subestaciones, sistemas de
15 cableado e iluminación, serían adecuados de acuerdo con las regulaciones y
16 estándares aplicables, relacionadas con protección, aislamiento y seguridad en
17 general, según lo enumerado en "Estándares de Seguridad y Diseño Aplicables a los
18 Ductos de Transmisión de Gas Natural" en el Apéndice C3. Todo el equipo eléctrico
19 dentro de áreas peligrosas sería diseñado, instalado, y provisto con certificados que
20 muestren que el equipo es intrínsecamente seguro o es a prueba de explosiones.

21 *Gas Combustible*

22 Como se mencionó anteriormente, los tanques Moss permitirían el hervido diario del
23 0.12% de gas natural. El gas hervido sería comprimido e inyectado en los ductos
24 submarinos o recuperado y usado en la FSRU. La planta compresora de gas hervido
25 requeriría de cuatro compresores. El gas hervido resultante de la vaporización de LNG
26 sería usado como la fuente principal de combustible para la FSRU y proveería de
27 combustible para los motores de los generadores principales y los vaporizadores
28 sumergidos de combustión (Figura 2.2-5 arriba). Puesto que la cantidad de gas hervido
29 sería generalmente insuficiente para proveer de combustible a la FSRU, también se
30 tomará gas del tubo de descarga del vaporizador y éste sería usado como combustible
31 para el equipo de generación de electricidad.

32 *Combustible Diesel*

33 La FSRU sería cargada con 264,000 galones (1,000 m³) de diesel, antes de salir del
34 astillero de fabricación. El tanque de almacenamiento estaría localizado en la
35 Cubierta 4 en el cuarto de máquinas de la popa, dentro de un cuarto separado
36 localizado lejos de fuentes de calor o ignición y rodeado por mamparas y paredes que
37 se extienden desde el suelo hasta el techo, en cumplimiento con reglas y códigos
38 aplicables para barcos. El combustible sería usado para necesidades iniciales de
39 generación de energía durante la instalación y la puesta en marcha, hasta la recepción
40 de LNG. Un pequeño tanque de uso diario abastecería los cuatro generadores de
41 combustible dual y otro abastecería el generador de emergencia. Los tanques de uso
42 diario estarían localizados en las Cubiertas 2 y 3 en el cuarto de máquinas de la popa,

1 entre la doble piel del casco doble de la FSRU. Cada tanque sería accesible de todos
2 los sitios externos para permitir su inspección. El sistema de contención secundaria
3 consistiría de un cubeto de goteo con paredes extendidas debajo de cada tanque y
4 equipo asociado, por ejemplo tanques de uso diario en los generadores, que contendría
5 cualquier fuga de las válvulas y conectores y los haría fluir hacia un tanque de drenaje.

6 El suministro de diesel sería recargado al transportar recipientes a la FSRU de
7 aproximadamente 350 galones (1.3 m³) de capacidad en los navíos de suministro,
8 según la necesidad (BHPB estima que sólo se llevaría a cabo una vez al mes). Los
9 recipientes serían descargados en un área con una berma en la cubierta de la FSRU y
10 bombeados por gravedad hacia los tanques de almacenamiento. Los contenedores
11 vacíos serían devueltos a la costa por medio del navío de suministro para su
12 reutilización.

13 **Agua de Sentina y de Lluvia**

14 Cuando llueve, aproximadamente 30 galones (0.1 m³) por minuto fluirían sobre la
15 superficie entera de la FSRU. Para evitar que la FSRU se vuelva inestable, a toda agua
16 de lluvia y agua de lavado de la cubierta se le dejaría caer de la FSRU sin obstáculos,
17 excepto en las áreas donde podría contaminarse con aceite. El agua de lluvia y agua
18 de lavado de la cubierta que se junte en áreas de contención secundarias sería
19 almacenada en tanques que se revisarán para medir el contenido de aceite. Si se
20 determina que está limpia, esta agua sería descargada directamente al océano; si
21 no, sería procesada a través de un separador de aceite/agua antes de la descarga al
22 océano. El agua de sentina, es decir, el agua que se junta en el fondo de un navío
23 como resultado de las fugas de los ejes de propulsores, etc., no estaría presente y no
24 se acumularía en la FSRU, por no tener un sistema de propulsión. Un poco de agua
25 puede juntarse, sin embargo, por las fugas en los sistemas de enfriamiento con agua
26 de mar. Aunque se anticipa que cualquier agua de sentina estará limpia, sería
27 bombeada a través del separador de aceite/agua antes de su descarga al océano. El
28 volumen de agua de sentina se estima que sería 240,000 galones (910 m³) por año. El
29 aceite recogido en el separador de aceite/agua sería colocado en tambores para su
30 disposición subsecuente en una procesadora autorizada de desechos peligrosos en
31 tierra, de acuerdo con regulaciones Federales, Estatales y locales.

32 **Manejo de Materiales Peligrosos y Lubricantes**

33 Los materiales que son clasificados como peligrosos, que usualmente serían utilizados
34 a bordo de la FSRU durante operaciones normales, incluyen odorantes para gas
35 natural, pinturas, combustibles, solventes, úrea y cáusticos. Adicionalmente, el aceite
36 lubricante sería almacenado a bordo para su uso en diversos equipos mecánicos como
37 generadores, bombas, compresoras, y winches y grúas de cubierta (ver también la
38 Sección 4.12, "Materiales Peligrosos"). El inventario estimado de lubricantes que se
39 almacenarán en el FSRU durante la operación es 70 m³ de aceite lubricante (50 m³ en
40 tanques de aceite lubricante o sumideros), 3 m³ de aceite hidráulico; 1 m³ de
41 glicol/agua; y 2.50 kg de grasa (BHPB 2004).

1 *Odorización del Gas Natural*

2 Todos las corrientes de gas natural, incluyendo aquéllas proporcionadas por SoCalGas,
3 deben ser odorizadas para ayudar en la detección de escapes por olor. En respuesta a
4 las preocupaciones públicas acerca de que el gas natural inodoro pudiera fluir de la
5 FSRU a la costa y a través de la playa, la Solicitante inyectaría el odorante en la
6 corriente del gas natural en el FSRU. (SoCalGas también manejaría un sistema de
7 detección de odorante de reserva en tierra). El odorante, un líquido inflamable con un
8 olor sulfuroso, sería agregado en la FSRU después de que el LNG haya sido
9 regasificado. El líquido de odorante sería inyectado a una tasa de 0.4 libras por millón
10 de pies cúbicos de gas natural, o 320 libras (42.3 galones [0.16 m³]) por día a una tasa
11 promedio de regasificación de LNG de 800 millones de pies cúbicos (22.7 millones
12 de m³) por día.

13 La odorización en la FSRU implicaría el uso de envases de 1,000 litros de odorante
14 cada cuatro días, por cada dos semanas de operación, o un total de 4,000 litros
15 almacenados a bordo.

16 El equipo de inyección, a ser situado en la porción de regasificación de la FSRU,
17 consistiría de cuatro tanques a granel, dos por cada corriente de gas, para brindar
18 flexibilidad y seguridad de abastecimiento. Los tanques serían colocados dentro de las
19 áreas secundarias de contención que tienen una capacidad de 110 por ciento de los
20 tanques de almacenaje para contener derrames y fugas. Los tanques vacíos serían
21 reemplazados por tanques llenos para reducir los riesgos al mínimo, riesgos como
22 derrames y exposición del personal asociada a la transferencia del material de un
23 envase a otro. Los envases serían asegurados dentro del área secundaria de
24 contención usando calzadores/cuñas de fijación. Los acopladores de los conectores de
25 mangueras serían autosellantes cuando están en modo de desconexión para prevenir
26 fugas por la manguera.

27 El gas mercaptano sería SpotLeak 1039, una mezcla de 50/50 de tert-butilmercaptano
28 (CAS 75-66-1) y tetrahidrotiofeno (CAS 110-01-0) fabricado por ATOFINA Chemicals,
29 inc. Ya que SpotLeak 1039 es un líquido inflamable con un punto de ignición de
30 50° Fahrenheit (F) (10° Centígrados [C]), la estación de almacenamiento/inyección
31 estaría localizada lejos de cualquier fuente de ignición, y se mantendría a bordo
32 protección apropiada contra incendios, como por ejemplo, diluvio y/o espuma. Además,
33 SpotLeak no se disuelve en agua y flotará en la superficie del agua; por lo tanto, se
34 mantendrá equipo protector y los absorbentes personales adecuados en las
35 instalaciones, según lo requerido para manejar y mitigar derrames. El área en y
36 alrededor de la estación de almacenamiento/inyección sería monitoreada usando
37 explosímetros y detectores infrarrojos de gas, capaces de detectar las fugas del
38 odorante y del gas natural.

39 *Pinturas y Solventes*

40 Las actividades de mantenimiento de la FSRU requerirían el uso de diversas pinturas,
41 solventes y otros materiales peligrosos. Estos materiales serían traídos a bordo en

1 contenedores de tamaño de venta al por mayor, y serían almacenados en
2 compartimientos designados, especialmente diseñados y contruidos para el
3 almacenamiento de materiales peligrosos y pinturas. Los contenedores vacíos serían
4 transportados a la costa para su reciclaje o disposición apropiados.

5 *Úrea*

6 El equipo de generación de energía a bordo de la FSRU, estará provisto con un equipo
7 de control de emisiones al aire, diseñado para reducir la emisión de óxidos de
8 nitrógeno. La úrea sería utilizada en este proceso en lugar de amoníaco acuoso o
9 anhidro, porque se la considera más segura. La Hoja de Datos de Seguridad del
10 Material (MSDS) para estos materiales identifica al amoníaco en una clase “severa”
11 para la salud y por contacto, mientras que la úrea está considerada como “moderada.”
12 La úrea también está considerada como un irritante de la piel, mientras que el
13 amoníaco puede causar quemaduras cáusticas. La úrea sería transportada a la FSRU
14 y guardada como gránulos sólidos empaquetados y mezclada en una solución acuosa
15 a bordo, y sería almacenada en tanques especiales. El uso de úrea seca reduciría el
16 riesgo inherente de manipular amoníaco acuoso o anhidro en un ambiente marino
17 costa afuera.

18 *Aceites Lubricantes*

19 El equipo mecánico a bordo, incluyendo unidades de generación de energía,
20 compresores de gas hervido, bombas propulsoras de LNG, bombas del sistema de
21 agua para contra incendios, y bombas de agua de lastre, requerirían la realización de
22 un inventario de aceites lubricantes de acuerdo a la necesidad de cambiar estos
23 aceites de manera periódica. Se traerá a bordo el aceite nuevo en tambores de 55
24 galones (0.2 m³) o recipientes de 350 galones (1.3 m³). El aceite usado será devuelto a
25 la costa en los mismos contenedores usados para la provisión del aceite nuevo. El
26 aceite usado será manejado, dispuesto o reciclado de acuerdo a la USEPA y requisitos
27 del Estado. Todo el aceite sería manejado de acuerdo con el plan específico para la
28 Prevención, Control y Mitigación de Derrames (SPCC) (ver la Sección 4.12, “Materiales
29 Peligrosos”).

30 **2.2.2.5 Sistemas de Seguridad**

31 La FSRU contendría sistemas y equipo de emergencia para la detección de peligros,
32 parada de emergencia, contención de derrames, protección contra incendios, control de
33 inundaciones, escape para la tripulación, y otros sistemas y equipos requeridos por el
34 USCG y otras agencias regulatorias aplicables. Los sistemas de seguridad también
35 incluirían casetas de seguridad para la tripulación localizadas en la parte frontal de la
36 FSRU y en el área de alojamiento de la tripulación, bombas dedicadas para el sistema
37 contra incendios, pasadizos libres de obstrucciones y botes de emergencia.

38 Las instalaciones de regasificación a bordo de la FSRU estarían altamente
39 instrumentadas y monitoreadas/controladas desde la sala central de control, ubicado en
40 la casa de cubierta. Las instalaciones de regasificación estarían protegidas por

1 extensos sistemas de seguridad, incluyendo sistemas de detección de fuego y gas,
2 sistemas para combatir incendios, un sistema de cerrado o apagado y un sistema de
3 purgado. El sistema de purgado es una manera de brindar ventilación controlada—o
4 vaciado—de los contenidos de un ducto presurizado para realizar inspecciones,
5 mantenimiento o reparaciones. Los sistemas de purgado están ubicados aguas arriba
6 y aguas abajo de las válvulas principales, que son usadas para aislar segmentos de un
7 ducto.

8 La integridad de toda la planta de regasificación sería asegurada a través de una
9 inspección formal y documentada, y un programa de mantenimiento. Navíos, bombas,
10 tuberías e instrumentos serían inspeccionados y mantenidos en intervalos regulares,
11 los mismos que serían especificados en la fase final del diseño de la FSRU. Todas las
12 operaciones de mantenimiento serían llevadas a cabo bajo estrictas guías designadas
13 para minimizar fugas y para asegurar la seguridad del sistema y del personal.

14 **Sistemas de Detección de Peligros y de Parada de Emergencia**

15 La FSRU sería equipada y diseñada para proporcionar un alto nivel de protección al
16 personal, a la unidad misma, y al ambiente contra los efectos de una liberación
17 incontrolada de hidrocarburos u otros gases del proceso. La FSRU sería diseñada
18 para separar el área de procesamiento del área de alojamiento de la tripulación. De
19 igual manera, los tanques Moss, sistema de amarras y elevadores estarían separados
20 del área de procesamiento. La capa exterior del tanque delantero (adyacente al área
21 de procesamiento) sería adecuado con una barrera especial como parte de la cubierta
22 de clima del tanque para brindar una protección mejorada contra incendios u otros
23 incidentes potencialmente peligrosos en el área.

24 *Parada de Emergencia*

25 Las instalaciones, incluyendo la FSRU, ductos costa afuera, y cargueros atracados de
26 LNG estarían protegidos por sistemas generales de parada de emergencia. Éstos
27 serían sistemas electrónicos, redundantes, de alta integridad, que iniciarían un rango
28 de acciones de parada de emergencia, con un curso de acción que dependa de la
29 naturaleza y severidad de la causa para la parada. El tipo de sistema de apagado
30 incluiría aparatos de detección electrónica, enchufes termales de fusibles, y lazos
31 neumáticos de los ductos, los mismos que activarían automáticamente un rango de
32 escenarios de parada según la causa que la inició. Éstos estarían complementados por
33 iniciadores de parada manualmente activados en diversas ubicaciones, incluyendo la
34 sala de control de las instalaciones y las casetas de seguridad de la tripulación.

35 Los dispositivos de detección de fuego y gas también estarían localizados en puntos
36 estratégicos a lo largo y ancho de las instalaciones, incluyendo las cúpulas de los
37 tanques Moss, áreas de brazos de carga, y la instalación de regasificación. El status
38 del sistema de fuego y gas sería reportado en un panel de monitoreo y la integridad de
39 todo el sistema sería mantenida a través de pruebas frecuentes y regulares.

1 La parada de Emergencia comprende múltiples niveles de acción, desde el apagado de
2 equipos individuales, pasando por el apagado de un sistema o área, hasta el cerrado o
3 apagado de toda una instalación. Donde sea apropiado, los sistemas de parada
4 iniciarían los mecanismos de brazos de carga y líneas de amarras, lo cual iniciaría la
5 partida del carguero de LNG.

6 *Sistema de Despresurización y Ventilación de Emergencia*

7 La FSRU estaría equipada con un tubo de escape frío para ventilar vapores de gas
8 natural en caso de una emergencia. El tubo estaría provisto con un sistema eléctrico
9 de calentamiento para vaporizar cualquier tipo de fugas de LNG y, si es usado,
10 descargaría gas natural a la atmósfera. La altura del tubo de escape frío, dependiendo
11 del diseño final, sería de aproximadamente 266 pies (81 m) sobre la línea de agua
12 cuando esté cargada (269 pies [82 m] si la FSRU está vacía) y aproximadamente
13 105 pies (32 m) sobre la parte superior de los tanques de almacenamiento, senderos
14 elevados para el personal, y tubería elevada a lo largo de las partes superiores de los
15 tanques. Estas especificaciones permitirían una dispersión segura del gas natural,
16 considerando la presencia de la FSRU y un carguero de LNG adyacente.

17 Dos sistemas separados de venteo serían previstos: un sistema de vapor de alta
18 presión, el mismo que se encargaría de descargar los vaporizadores de LNG y el
19 compresor del gas hervido de alta presión, y un tubo de venteo de baja presión, el
20 mismo que se encargaría de liberaciones de baja presión y descargas líquidas de
21 válvulas de descarga térmica y drenajes del equipo. Cualquier descarga pequeña de
22 líquidos será atrapada en un separador (“*knock-out*”) de venteo de baja presión, donde
23 será regasificada usando un calentador eléctrico. Entonces, el gas natural sería
24 purgado de manera segura a través de la chimenea, con un calentamiento eléctrico
25 posterior, si es que es necesario, para asegurar una dispersión adecuada hacia la
26 atmósfera. En caso de una emergencia, las operaciones de procesamiento serían
27 detenidas y el calentador eléctrico se mantendrá funcionando por medio del uso del
28 generador de emergencia. (La generación de energía de emergencia se trata con más
29 detalle en la Sección 2.2.2.4, “Sistemas de Servicios y Manejo de Desechos”). El tubo
30 de venteo sería elevado hacia la parte superior del sistema para asegurar la dispersión
31 adecuada de vapores por debajo de los límites inflamables de concentración (ver
32 Sección 4.2, “Seguridad Pública: Análisis de Peligros y Riesgos”). Como se mencionó
33 anteriormente, Ningún tipo de gas será quemado.

34 *Respuesta a Emergencias*

35 Todos los navíos, instalaciones y actividades operacionales conducidas por la
36 Solicitante estarían cubiertas por los planes de respuesta a emergencias, que tratarían
37 incidentes específicos, por ejemplo, derrames de petróleo, incendios, colisiones, y otros
38 incidentes potenciales identificados (BHPB 2004). Los planes, por ejemplo. Borrador
39 del Plan de Contingencia de la Contaminación por Petróleo de las Instalaciones,
40 Terminal Portuario de LNG de Cabrillo (BHPB 2004), serían revisados con y aprobados
41 por autoridades Federales, del estado y locales, según los requisitos de ley. La
42 Solicitante brindaría entrenamiento de personal a sus propios empleados y personal

1 contratista implicado en el LNG y operaciones de apoyo, incluyendo el equipo de la
2 FSRU, la tripulación del carguero de LNG, y tripulación de la nave de
3 remolque/abastecimiento. Se conducirían entrenamientos y ejercicios periódicos sobre
4 emergencias internamente, para el personal de la Solicitante y sus contratistas, y
5 externamente, para las organizaciones y las autoridades reguladoras que pudieran
6 estar relacionadas con las actividades de respuesta a emergencias asociadas a las
7 operaciones de LNG.

8 La respuesta inicial a cualquier emergencia en la FSRU sería realizada por el personal
9 a bordo de la FSRU y de las naves dedicadas para brindar apoyo. El personal a bordo
10 de la FSRU y de las embarcaciones de apoyo entrenarían para responder a todas las
11 emergencias identificadas y se les proporcionaría el equipo y ayuda externa necesarios
12 para responder según los planes antedichos. La Solicitante también contrataría a
13 contratistas y proveedores de servicio entrenados y experimentados en respuesta a
14 emergencias.

15 El Equipo de Manejo de Incidentes de la Solicitante, organizado en el Sistema de
16 Comando de Incidentes reconocido a nivel Federal y Estatal, apoyaría a quienes
17 responden a emergencias costa afuera y coordinaría con personal federal, estatal y
18 local para el manejo de emergencias. La USCG sería la agencia que lideraría la
19 respuesta a cualquier emergencia de seguridad pública y coordinaría esfuerzos de
20 otras agencias federales, estatales y locales. Para más información sobre respuesta a
21 emergencias, ver la Sección 4.2, “Seguridad Pública: Análisis de Peligros y Riesgos”).

22 *Sistemas de Detección de Gas*

23 La FSRU estaría equipada con un sistema estacionario de detección de gas, que
24 consistiría de detectores catalíticos de operación continua y detectores infrarrojos de
25 línea de vista, conectados al panel electrónico de fuego y gas de la FSRU. El sistema
26 de detección de gas activaría alarmas audibles e iniciaría la parada de los equipos y
27 sistemas apropiados. La detección de gas estaría disponible para la planta de
28 regasificación, otras áreas de la cubierta, como las cúpulas de los tanques Moss y
29 brazos de carga, espacios de maquinaria donde se alimente gas de alta presión, y las
30 entradas de aire de ventilación hacia espacios seguros, incluyendo áreas de
31 alojamiento del personal.

32 **Sistemas de Protección contra Incendios**

33 Dependiendo de la ubicación y el tipo de incendio, se usarán diferentes sistemas de
34 combate de incendios. Éstos incluirían un sistema principal de utilización de agua de
35 mar para contener un incendio de gas y para evitar la combustión en caso de fugas de
36 gas; un sistema de polvo químico seco para incendios de LNG; un sistema de espuma
37 de baja expansión, para áreas de procesamiento en cubierta, espacios de
38 almacenamiento de maquinaria y aceites; un sistema de supresión de incendios
39 basado en dióxido de carbono para espacios de maquinaria, armarios de pinturas, y
40 áreas de almacenamiento de todo tipo de material inflamable; y un sistema

1 convencional de aspersores para habitaciones además de extintores suplementarios de
2 incendios ubicados en múltiples sitios alrededor de la FSRU.

3 El sistema principal para combatir incendios sería probado anualmente con agua de
4 mar. El volumen de agua de mar que se utilizará y descargará durante la prueba del
5 sistema principal sería aproximadamente 105,680 galones (400 m³) por año. Luego de
6 terminar la prueba, el sistema sería purgado con un volumen igual de agua dulce
7 generado por los vaporizadores sumergidos de combustión. Las tomas de agua de mar
8 para el sistema contra incendios serían diseñadas para ser iguales que aquellas
9 utilizadas para el sistema de agua de lastre. Éstos se discuten bajo Impacto BioMar-3
10 en la Sección 4.7 "Recursos Biológicos – Marinos".

11 La demanda total de agua contra incendios para la FSRU, en caso que ocurriese un
12 incendio real, está estimada en 634,000 galones (2,400 m³) por hora. Cuatro bombas
13 de agua contra incendios serían instaladas, las cuales serían probadas mensualmente
14 (una bomba cada semana) por aproximadamente 15 minutos. Cada prueba de una
15 bomba requeriría 5,725 gpm (21.7 m³/m), o 85,875 galones (325 m³) para cada prueba.
16 Por lo tanto, el volumen de agua de mar requerido para probar las bombas de agua
17 contra incendios sería 4.12 millones de galones (15,600 m³) por año.

18 Las 25 válvulas de diluvio también serían probadas mensualmente usando 1,982
19 galones (7.5 m³) por válvula, por prueba usando el agua dulce generada a bordo en los
20 vaporizadores sumergidos de combustión durante el proceso de regasificación. Las
21 válvulas de diluvio serían probadas usando una bomba presurizadora (jockey) con una
22 línea de puente de 2 pulgadas (0.05 m) de diámetro. Se presume que cada prueba de
23 la válvula de diluvio debería tomar cinco minutos y utilizaría 1,982 galones (7.5 m³) de
24 agua dulce para un consumo anual de 594,450 galones (2,250 m³) por año. Las
25 válvulas de diluvio también serían purgadas con un volumen igual de agua dulce luego
26 de la prueba anual con agua de mar, lo cual requeriría un volumen adicional de
27 105,680 galones (400 m³).

28 **Sistema de Contención de Derrames**

29 Se diseñarían sistemas de contención secundaria para las áreas con el mayor riesgo
30 de fugas de LNG, como el área de brazos de carga, y tendrían dos funciones
31 principales: (1) contener de una manera segura cualquier fuga del sistema de
32 contención primaria (tanques y área de carga del múltiple) y (2) proteger de una
33 manera segura la FSRU de daños potenciales por la exposición a temperaturas
34 criogénicas. El sistema de contención de derrames sería diseñado de acuerdo a los
35 códigos y estándares aplicables a los cargueros y estaciones de LNG, incluyendo un
36 Plan de SPCC, como es requerido para puertos de aguas profundas bajo el Código de
37 Regulaciones Federales 40 (CFR) Parte 112.1(a).

38 **Purga de Gas Natural con Gas Inerte**

39 El uso de nitrógeno y/u otro gas inerte para purgar áreas que podrían tener
40 concentraciones no deseadas de gas natural, es un procedimiento de seguridad que es

1 práctica estándar de la industria. Se usará nitrógeno cuando sea necesario para purgar
2 gas natural del equipo relacionado con gas de la FSRU. El proceso previene la
3 introducción de aire que, cuando se mezcla con gas natural residual, puede resultar en
4 una mezcla dentro de sus niveles inflamables. El nitrógeno sería generado a bordo de
5 la FSRU, usando un proceso que separa nitrógeno del aire ambiental.

6 **2.2.2.6 Otras Operaciones**

7 **Equipamiento/Abastecimiento/Personal del Área de Transferencia**

8 La FSRU tendrá una tripulación de operaciones de alrededor de 30 personas que
9 harían una rotación cada siete días y serían transferidos desde Port Hueneme a través
10 de los navíos de abastecimiento. La Solicitante estima que, una vez por semana, un
11 remolcador/navío de abastecimiento haría un viaje de tránsito de ida y vuelta entre la
12 FSRU y Port Hueneme, lo que resultaría en aproximadamente 52 viajes de ida y vuelta
13 al año para cambios de tripulación y abastecimiento de provisiones. Estos viajes se
14 harían durante horas del día. Las provisiones que llegan y los desperdicios que se van
15 serían transferidos por navíos de abastecimiento. Provisiones sólidas pueden incluir
16 comida, útiles de baño, útiles de oficina, herramientas, repuestos, químicos secos, y
17 otros materiales de mantenimiento y reparación. Desperdicios que salen de la FSRU y
18 que no pueden ser descargados según el permiso específico para la instalación del
19 Sistema Nacional de Eliminación de Residuos Contaminantes (NPDES), emitido por
20 USEPA, serían puestos en contenedores para transferirlos a los navíos de
21 abastecimiento. Adicionalmente, un bote pequeño y rápido para la tripulación basado
22 en Port Hueneme, estaría disponible para viajar a la FSRU durante horas del día para
23 traer provisiones y transportar tripulación de cargueros de LNG cuando sea necesario.

24 Una grúa y una cesta en la popa (parte posterior) de la FSRU transferiría provisiones,
25 partes, otros artículos necesarios, y personal hacia/desde la FSRU y desde/hacia
26 navíos de abastecimiento y para descargar basura, aceites usados y otros desechos
27 peligrosos y otros artículos, según sea necesario, para su disposición en tierra. Se
28 desplegaría una defensa flotante grande desde la popa para prevenir daños a la FSRU
29 y a los navíos de abastecimiento.

30 **Área de Aterrizaje de Helicópteros**

31 Un área de aterrizaje de helicópteros estaría ubicada en la popa de la FSRU, por
32 encima y detrás de la casa de cubierta. Esta plataforma estaría destinada únicamente
33 para uso limitado (principalmente para visitantes y durante emergencias). No habría
34 instalaciones de reabastecimiento de combustible o combustible de aeronaves a bordo
35 de la FSRU.

36 **Casa de Cubierta**

37 La casa de cubierta, ubicada detrás de los tanques Moss y justo delante del área de
38 aterrizaje, al frente de la FSRU, tendría instalaciones capaces de alojar una tripulación
39 de hasta 50 personas, aunque una tripulación de 30 personas típicamente ocuparía la
40 FSRU. Por razones de seguridad, todos los espacios de habitación, comedor y de

1 recreación estarían contenidos en esta casa de cubierta para separar el área de
2 procesamiento del área de alojamiento.

3 Las instalaciones de comando y control, incluyendo el monitoreo e instrumentación de
4 control para actividades de procesamiento de LNG/gas natural, sistema de lastre,
5 comunicaciones, equipo de radar, generación eléctrica, sistemas de emergencia y de
6 control de propulsores, estarían localizadas en un cuarto central de control en la casa
7 de cubierta. Un espacio para puente de comando, ubicado en la parte superior de la
8 casa de cubierta encima de las habitaciones de la tripulación, serviría como un punto
9 de respaldo para las funciones de comando y control, y sería usado, principalmente,
10 durante atraque/desatraque y otras operaciones relacionadas al tráfico marino.

11 **Agua Potable**

12 La Solicitante usaría dos unidades de desalinización de agua del mar, que funciona con
13 la recuperación del calor de desecho de los motores de los generadores de electricidad
14 para producir agua potable. Las unidades producirían 132 galones (0.5 m³) de agua
15 dulce por hora, cada una, desde un sistema de tratamiento de agua de mar de 370
16 galones (1.4 m³) por hora (suponiendo una eficiencia del 70%). La descarga de
17 salmuera de la unidad al océano sería de aproximadamente 5,429 galones (20.5 m³)
18 por día o 1,981,500 galones (7,500 m³) por año. La salmuera sería descargada de
19 acuerdo al permiso específico para instalaciones del NPDES, emitido por la USEPA.

20 La Solicitante también planea utilizar un poco de agua de las unidades del vaporizador
21 sumergido de combustión para suplementar la desalinización. Esta agua adicional sería
22 tratada usando una unidad de oxidación UV, luego se filtrará a través de un filtro de 1
23 micra y, finalmente a través de un filtro de carbón activo para su uso como agua
24 potable. Este método evitaría la necesidad de almacenar o usar gas cloro o hipoclorito
25 de sodio a bordo de la FSRU para tratar el agua y hacerla cumplir con los estándares
26 para que pueda ser bebida.

27 **Tratamiento y Descarga de Agua de Desecho**

28 Las aguas grises (de duchas y lavabos) serían recolectadas para tratamiento a bordo.
29 Suponiendo que cada miembro de la tripulación de 30 personas use aproximadamente
30 90 galones (0.34 m³) por día el volumen total producido de aguas grises sería de
31 aproximadamente 2,700 galones (10.2 m³) por día, o 985,500 galones (3,730 m³)
32 anuales. Las aguas grises serían tratadas usando filtración para separar material
33 particulado y oxidación UV para destruir materia orgánica disuelta. La descarga al
34 océano de aguas grises tratadas sería realizada de acuerdo a un permiso específico a
35 la instalación del NPDES, emitido por la USEPA. Las aguas negras (desechos
36 sanitarios) de la FSRU, que se estima sería aproximadamente 90 galones (0.34 m³) por
37 día o 32,850 galones (124 m³) también serían tratados a bordo de la FSRU usando un
38 Aparato de Sanidad Marina Tipo II certificado por la USCG, y la parte líquida sería
39 descargada al océano, de acuerdo al permiso del NPDES para la FSRU. El lodo
40 generado sería colocado en contenedores para su posterior transferencia a tierra para

1 su disposición en una instalación de procesamiento de aguas de desecho una vez cada
2 tres meses.

3 **2.2.3 Amarras y Transferencia de LNG**

4 La FSRU sería sujeta a nueve cables de anclaje y a cuatro elevadores de gas en su
5 punto de pivotaje en la proa (ver Figura 2.2-2 arriba). Esta estructura, un punto de
6 amarras tipo torreta, permitiría que la FSRU gire o rote 360°, dependiendo del viento y
7 condiciones de las olas o usando los propulsores en el extremo de la popa del casco.
8 El punto de amarras serviría para dos propósitos: mantener la FSRU en posición a
9 través de los cables de anclaje y conectar los elevadores flexibles de gas natural al
10 navío para la exportación del gas natural a tierra por vía de ductos.

11 **2.2.3.1 Sistema de Amarras**

12 La posición de amarras sería adecuada usando los nueve cables y puntos asociados
13 de anclaje. Los cables y los puntos de anclaje serían arreglados en tres grupos de tres,
14 separados el uno del otro por ángulos de 120°. Los cables de anclaje se separarán
15 desde la ubicación de amarras hacia las anclas ubicadas en el lecho oceánico
16 aproximadamente a 2,900 pies (884 m) bajo la superficie del agua a una distancia
17 radial de aproximadamente 0.75 millas (1.2 km). Los puntos de anclaje en el lecho
18 oceánico usarían anclas convencionales de arrastre.

19 **2.2.3.2 Elevadores Flexibles y Extremos Terminales del Ducto de Elevación**

20 El gas natural fluiría a través del punto de amarras tipo torreta y hacia el interior de
21 cuatro elevadores flexibles de 11 pulgadas (0.3 m) de diámetro, que se extenderán
22 desde la torreta de amarras hacia los extremos terminales del ducto (PLETs) los
23 mismos que, a su vez estarían conectados al múltiple del extremo del ducto (PLEM),
24 es decir, la entrada que conecta a dos ductos submarinos que van hacia la costa.
25 Cada elevador estaría anclado al lecho marino, pero tendría una flexibilidad suficiente
26 para permitir que la torreta de amarras se mueva dentro del rango diseñado.

27 Los elevadores flexibles, aunque tienen todas las características de contención de
28 presión de un tubo de acero equivalente, también tendrán suficiente flexibilidad,
29 longitud y fuerza para permitir que la FSRU se mueva en su sistema de amarras, aun
30 bajo condiciones extremas, sin riesgo de daño. Los elevadores serían diseñados para
31 soportar tanto la presión máxima de operación, como las condiciones que produciría la
32 tormenta más intensa de los últimos 100 años, aún si es que uno de los cables de
33 amarras estuviese roto.

34 Los elevadores flexibles serían equipados con válvulas redundantes de cierre en cada
35 extremo. El punto de amarras de cada elevador tendría dos válvulas en serie: una
36 válvula de aislamiento y una válvula de seguridad de cierre automático.⁶ Las

⁶ La válvula de cierre puede ser cerrada automáticamente por el sistema de cierre de seguridad si se detecta una condición anormal o peligrosa, mientras que una válvula de aislamiento requiere intervención humana deliberada para su apertura o cierre.

1 conexiones en cruz de los cuatro elevadores también tendrían válvulas de aislamiento.
2 Las conexiones en cruz se conectarían a cada elevador entre la válvula de aislamiento
3 y la válvula de cierre. De manera similar, las terminales de los elevadores flexibles en el
4 lecho marino, incluirían válvulas de cierre y conexiones en cruz. Cualquier elevador
5 individual podría ser cerrado y aislado para inspección, mantenimiento o reparación
6 mientras que la transmisión de gas natural continúa en los otros tres elevadores.

7 **2.2.3.3 Múltiple de la Terminación del Ducto**

8 Los cuatro elevadores flexibles se interconectarían a los ductos de transmisión
9 submarina, por medio de los PLETs a través del PLEM pre-fabricado y montado en una
10 deslizadera en el lecho oceánico. Los PLETs estarían ubicados en el lecho submarino
11 en un radio de aproximadamente 558 pies (170 m) desde la línea central de la torreta
12 de amarras. Las continuaciones de los ductos flexibles de los elevadores se
13 conectarían directamente desde la FSRU, a través de los PLETs, hacia el PLEM; el
14 PLEM se conectaría a los ductos submarinos y a los PLETs a través de dos tubos
15 conectores de acero.

16 Cada elevador conectado al PLEM sería equipado con una válvula de cerrado y una
17 válvula de aislamiento, montadas en serie en el PLEM, y que son normalmente
18 operadas desde la superficie pero que pueden ser operadas por un vehículo de
19 operación remota como respaldo. El PLEM también contendría dos válvulas de
20 cerrado de 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro en serie en el punto de conexión para los
21 ductos submarinos de transmisión. Todas las válvulas submarinas de cierre serían
22 operadas hidráulicamente desde la FSRU. Todas las válvulas de cierre, sin importar
23 sus ubicaciones, estarían sujetas a una acción automática y cerrado mediante el
24 sistema de cierre de emergencia localizado en la FSRU. Este sistema tomaría las
25 acciones apropiadas en caso de que los sensores detecten condiciones anormales o
26 peligrosas, por ejemplo, una pérdida significativa de presión que indicaría una fuga en
27 el ducto. Todas las válvulas submarinas de cierre serían diseñadas para tener un
28 mecanismo a prueba de fallas en la posición cerrada. En caso de pérdida del cable de
29 control hidráulico, la válvula de cierre afectada se cerraría y el flujo de gas natural se
30 detendría.

31 **2.2.4 Zona de Seguridad y Área de Exclusión**

32 Bajo la ley federal de los Estados Unidos (33 CFR Parte 165.2, Subparte C, “Zonas de
33 Seguridad”), una zona de seguridad es un área “la cual, por razones de seguridad o
34 ambientales, tiene acceso limitado a personas, vehículos o navíos autorizados. Puede
35 ser estacionaria y estar descrita por límites fijados o podría estar descrita como una
36 zona alrededor de un navío en movimiento”. Como se mencionó anteriormente, ya que
37 la popa de la FSRU tendría la capacidad de girar 360° alrededor del punto de amarre,
38 la USGC propone medir la zona de seguridad alrededor de la popa de la FSRU en vez
39 de medirla desde la torreta de amarras fija en la proa de la FSRU, como se describió
40 originalmente en el Borrador del EIS/EIR de octubre del 2004. Esta zona de seguridad
41 se mantendría igual cuando un carguero de LNG estuviese amarrado junto a la FSRU y
42 durante las operaciones de descarga.

1 De acuerdo a la Convención de las Naciones Unidas en la Ley del Mar y la Plataforma
2 Continental de 1964 (No. 28 del 3 de noviembre de 1964, como fue enmendada por la
3 Ley de Enmienda de la Ley de la Plataforma Continental, No. 17 del 14 de noviembre
4 de 1977), una zona de seguridad solamente puede extenderse a 0.27 NM (0.3 millas o
5 0.5 km) al ser “medida desde cada punto del extremo exterior de la instalación o
6 dispositivo, alrededor de cualquier instalación o dispositivos de este tipo, dentro de, en
7 o sobre la plataforma continental”. Varias plataformas de la Plataforma Continental
8 costa afuera de California tienen zonas de seguridad establecidas de 0.27 NM
9 (0.3 millas o 0.5 km), establecidas de acuerdo al 33 CFR Parte 147 (ver Sección 4.3.2,
10 “Marco Regulatorio” en la Sección “Tráfico Marino”).

11 De acuerdo con la ley 33 CFR Parte 165, el Comandante Asistente para la Seguridad,
12 Resguardo y Protección Ambiental Marina establecería la zona de seguridad
13 publicando un anuncio en el Registro Federal. El Comandante del Distrito o el Capitán
14 del Puerto también presentaría una descripción formal de la zona de seguridad a la
15 Asociación Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA), incluyendo las
16 coordenadas de acuerdo con los Datos Norte Americanos de 1983. Además de
17 establecer zonas de seguridad, la USCG tiene la autorización de pedir el
18 establecimiento de medidas de rutas para barcos a la Organización Marítima
19 Internacional (IMO), bajo la Convención de Seguridad de la Vida en el Mar de 1974,
20 incluyendo “areas de exclusión”.

21 El Área de Exclusión (ATBA) tendría una extensión de 2 NM (2.3 millas o 3.7 km)
22 desde la popa de la FSRU, sin embargo el tamaño real del ATBA sería establecido con
23 el consejo y consentimiento de la Oficina de Administración de Tráfico de Navíos
24 (OVTM) de la USCG. El ATBA es considerado por la USCG ser una medida de rutas.
25 La OVTM evaluaría el tamaño del ATBA basado en la localización, la configuración
26 portuaria, y el tamaño de los portadores de LNG que recibirán servicio ahí. La OVTM
27 probablemente consultaría con el personal de la administración de canales a nivel
28 distrital de la USCG para asegurarse de que todos los factores geográficos estén
29 siendo considerados antes de determinar las medidas finales de la ruta. Las
30 necesidades y los deseos del operador serían un factor en la decisión final, pero una
31 entidad privada no puede imponerse en un carril de tráfico marino establecido y
32 disponible para todos los operadores navales (público, comercial, y de recreación). Las
33 medidas de tal ruta serían configuradas apropiadamente.

34 La USCG sometería una petición escrita al IMO para establecer el ATBA, y el IMO
35 presentaría la petición a su Comité de Seguridad de Navegación Marítima. Si se
36 aprueba, el ATBA sería puesto en práctica aproximadamente un año a partir de la
37 fecha de emisión y aparecería luego de ello en las cartas marítimas publicadas por las
38 naciones miembros de IMO, incluyendo las cartas marítimas publicadas por NOAA.
39 Hasta que se publiquen las nuevas cartas, los Avisos a los Marineros, que son
40 publicados semanalmente por las ayudas del distrito de USCG al personal de
41 navegación y mensualmente por NOAA, que indicarían a los marineros hacer la
42 cambios a "puño y letra" en sus mapas existentes.

1 2.3 DUCTOS COSTA AFUERA E INSTALACIONES ASOCIADAS

2 2.3.1 Ductos Costa Afuera e Instalaciones Asociadas

3 El Proyecto incluiría dos ductos submarinos de transmisión de gas, paralelos, de
4 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro, para entregar el gas natural desde la FSRU hacia una
5 nueva interconexión en tierra. La interconexión en tierra y otras instalaciones en tierra
6 serían financiadas por la Solicitante, pero construidas, poseídas y operadas por
7 SoCalGas. La longitud total de los ductos desde el PLEM en la FSRU hasta la válvula
8 de la línea principal de la SoCalGas, sería de aproximadamente 22 millas terrestres ⁷
9 (36.64 km). La propuesta inicial de la Solicitante para instalar un ducto de gas de 30
10 pulgadas (0.76 m) de diámetro costa afuera fue modificada a dos ductos de 24
11 pulgadas (0.6 m) de diámetro para proporcionar redundancia durante la inspección o
12 mantenimiento (el gas natural puede fluir por una tubería mientras que la otra está en
13 mantenimiento) y para reflejar la capacidad de la mayoría de las lanchas emplazadoras
14 de tuberías, que manejan tuberías de acero de hasta 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro.

15 La ruta costa afuera propuesta para el ducto ha cambiado de la ruta identificada en el
16 Borrador del EIS/EIR de octubre del 2004. La ruta propuesta fue seleccionada para los
17 ductos costa afuera luego de conducir un análisis y revisión del diseño sísmico para
18 reducir los efectos del flujo de turbidez potencial sobre la sección más baja de los
19 ductos. Los ductos estarían paralelos a la cuesta del lecho oceánico a lo largo de un
20 canto relativamente amplio y dos canales bajos para reducir al mínimo el potencial de
21 los efectos del flujo de turbidez. La ruta propuesta de los ductos costa afuera es más
22 corta ahora, es decir, 22.77 millas (36.64 kilómetros) en vez de 24.8 millas (39.9 km)
23 que se menciona en el documento de octubre del 2004.

24 Los ductos submarinos de transmisión se originarían en el PLEM en el lecho oceánico
25 debajo del punto de amarre del FSRU y se extenderían hasta la orilla. Los ductos
26 gemelos serían puestos en el lecho oceánico separados aproximadamente 100 pies
27 (30.5 m), en aguas más profundas que 43 pies (13 m), según lo sugerido por el
28 Departamento del Interior de los Estados Unidos, Servicio de Administración de
29 Minerales (MMS). Estas profundidades se encuentran aproximadamente a 3,000 pies
30 (0.6 millas o 0.9 km) costa afuera. Las partes de los ductos que están cerca de la costa
31 estarían enterrados (véase la Sección 2.3.2, "Cruce Costero").

32 Los ductos submarinos cruzarían tres rutas de cables de telecomunicaciones en el
33 camino: el cable RELI de la Marina, el cable FOCUS de la Marina, y el cable de Global
34 West. Ambos cables de la Marina están enterrados debajo del fondo del mar. Aunque
35 el EIR del cable de Global West indicaba que iría enterrado, fue tendido sobre el lecho
36 oceánico. Estos cables serían cruzados usando bolsas de arena, planchas de concreto,
37 o "durmientes" (apoyos de acero para tuberías). La Solicitante y la Marina ejecutarían
38 un Memorándum de Acuerdo que trata el cruce de los ductos costa afuera con los

⁷ Por consistencia con la aplicación y los ductos en tierra, la longitud de la tubería costa afuera se expresa en millas terrestres a lo largo de este documento.

1 cables subacuáticos de la Marina antes de la construcción del ducto. Global West está
2 en bancarrota y no ha respondido a las comunicaciones de BHPB.

3 Los ductos gemelos estarían hechos de acero al carbón y estarían cubiertos con una
4 capa anti-corrosiva. Además, las secciones del ducto estarían revestidas de concreto,
5 según sea necesario, para prevenir que las olas muevan el ducto. Los anillos de ánodo
6 de aluminio (llamados "abrazaderas") estarían sujetos a un espaciamiento regular a lo
7 largo del ducto, para brindar una protección catódica a la corrosión. Finalmente, en las
8 áreas donde sea necesario, basados en condiciones locales, elementos de rigidización
9 en forma de anillos (llamados "abrazaderas de prevención") estarían sujetos al ducto a
10 espaciamentos regulares para prevenir que el ducto colapse bajo presión hidrostática
11 de agua.

12 A excepción del cruce con el cable RELI de la Marina a una profundidad de 185 pies
13 (56 m), no habría privilegios de contacto con el ducto a profundidades de menos de
14 600 pies (183 m); todas las abrazaderas de prevención, los otros dos cruces de cables,
15 y la tubería de PLEMs y demás tuberías asociadas estarían a profundidades mayores a
16 600 pies (183 m). En profundidades menores, es decir, de menos de 600 pies (183 m),
17 las ocasionales pulseras de ánodo no constituirían más que una variación en el
18 diámetro de los ductos y no proporcionarían ningún inconveniente u obstrucción más
19 allá de los ductos mismos. Las características técnicas del ducto se presentan en la
20 Tabla 2.3-1 a continuación.

Tabla 2.3-1 Características Costa afuera De la Tubería

Parámetro	Característico
Longitud de la tubería (cada uno)	22.77 millas (36.64 kilómetros)
Diámetro Exterior	24 pulgadas (0.6 m)
Espesor de Pared	0.875 pulgada (2.2 centímetros [centímetro])
Grado de acero del material del ducto	Api 5L X60 ^a
Densidad de acero del material del ducto	490 lb/ft ³ (7.850 kg/m ³)

Notas: kg/m³ = kilogramos por el metro cúbico; lb/ft³ = libras por pie cúbico.

Instituto Americano de Petróleo. Enero de 2000. Práctica recomendada 5L X60, línea ducto, 42nd Ed.

21 La máxima presión de funcionamiento para cada uno de los dos ductos de 24 pulgadas
22 (0.6 m) de diámetro es 1,500 psig (1.05 millones de kg/m²). Sobre la longitud de estos
23 ductos, la presión disminuiría a 1,100 psig (773,400 kg/m²) en la Estación de Medición
24 de Ormond Beach.

25 La operación normal de los ductos submarinos gemelos sería dictada por requisitos
26 comerciales de flujo. El gas natural fluiría en cantidades que varían de acuerdo con
27 requisitos de entrega. La estación y la instrumentación de medición en la FSRU y
28 dentro de las instalaciones de Reliant Energy en Ormond Beach servirían como parte
29 del sistema de seguridad y detección de fugas.

30 Los ductos costa afuera estarían conformes con un plan de operaciones que sería
31 aprobado por la USCG y la CSLC.

1 La integridad de los ductos submarinos de transmisión sería supervisada por
2 inspección visual y de mantenimiento/limpieza de tubería (descrita abajo). El Título 49
3 CFR, en las Partes 190 a 199, gobiernan la construcción, operación y mantenimiento
4 de las partes de los ductos de transmisión en tierra y costa afuera. La Solicitante ha
5 preparado un plan preliminar de diez años que dispone los estudios que se llevarían a
6 cabo como parte del programa de mantenimiento. El programa incluye pruebas y
7 evaluaciones anuales sobre los elevadores verticales, anclas, y PLEM con navíos
8 operados remotamente.

9 Las fugas se podrían detectar usando un sistema de presión y equilibrio total con
10 equipo instalado en ambos extremos de los ductos. Este sistema proporcionaría
11 señales de alarma y de apagado automático directamente a la FSRU. La tripulación de
12 la FSRU, los capitanes de los navíos de abastecimiento, y los pilotos de helicópteros en
13 el mar llevarían a cabo la detección de fugas rutinariamente. Las señales que indican
14 fugas de gas son burbujas que llegan la superficie, las cuales pueden ser vistas en la
15 mayoría de condiciones atmosféricas. Además, ya que el gas natural del ducto estaría
16 odorizado en la FSRU, cualquier fuga sería probablemente perceptible por el olor. Las
17 patrullas mensuales de rutina se fijarían especialmente en la superficie del mar. Los
18 navíos de abastecimiento también llevarían detectores de gas. Se pueden encontrar
19 detalles adicionales sobre la supervisión y medición en la Sección 4.2, "Seguridad
20 Pública: Peligros y Análisis de Riesgos".

21 La inspección interna periódica del ducto se llevaría a cabo usando un "limpiador de
22 ductos inteligente".⁸ El mantenimiento regular de la tubería incluiría mantenimiento y
23 limpieza inteligente de ductos en los intervalos especificados por el U.S.DOT/PHMSA,
24 los procedimientos de operación estándares de la Solicitante, y regulaciones de CSLC
25 para ductos costa afuera según lo especificado en el Artículo 3.3 (Regulaciones sobre
26 la Producción de Petróleo y Gas) la Sección 2132(h) (Operaciones y Mantenimiento de
27 Ductos) o cuando las condiciones lo requieran. Se haría la limpieza a todo el ducto e
28 incluiría las secciones debajo de Ormond Beach; sin embargo, ninguna actividad de
29 limpieza de ductos ocurriría en la playa en sí.

30 Si las operaciones de limpieza y vigilancia del ducto determinaran que hay corrosión o
31 daños excesivos a los ductos, se requeriría análisis adicional para determinar acciones
32 correctivas, hasta e incluyendo el reemplazo de segmentos de la tubería. Para conducir
33 las operaciones de limpieza de ductos, el gas tendría que ser ventilado para brindar la
34 presión diferencial para conducir los limpiadores a través del ducto. Las tuberías
35 flexibles de ascenso serían examinadas anualmente de acuerdo con las
36 recomendaciones del fabricante, que típicamente incluyen prueba de
37 presión/hidrostática e inspección visual.

⁸ Los limpiadores son los dispositivos que se utilizan para limpiar, examinar y mantener tuberías, y medir el grosor de pared del ducto y detectar la corrosión y otras anomalías de la tubería.

1 **2.3.2 Cruce Costero**

2 Los ductos submarinos saldrán a la orilla y se extenderán por debajo de la playa y
3 llegarán hasta la estación de medición de las instalaciones existentes de la Estación
4 Generadora de Reliant Energy de Ormond Beach para enlazarse en el sistema de
5 SoCalGas. Se empleará tecnología (HDB) para colocar los ductos al menos a 50 pies
6 (15.2 m) por debajo de la playa y el nivel del mar adyacente excepto a ambos extremos
7 del cruce donde los ductos se inclinan hacia arriba para llegar a los puntos de entrada y
8 salida. La profundidad máxima por debajo de la superficie terrestre dependerá de la
9 profundidad hacia la arenisca, la misma que se estima está entre 50 y 75 pies (15 a
10 23 m), con estudios geotécnicos y diseño pendientes (ver Sección 2.6.1, “Cruce Costero
11 por HDB”). Cada una de las dos opciones de HDB para el Proyecto se espera que se
12 encuentren entre 4,265 pies (1,300 m) de longitud y serían paralelas la una de la otra,
13 con una separación aproximada de 100 pies (30.5 m). El área de acopio de la HDB
14 estaría ubicada en tierras intervenidas (previamente ocupadas). La presencia de
15 humedales cerca del área de cruce costero se menciona en la Sección 4.8, “Recursos
16 Biológicos – Terrestres”.

17 La operación de los ductos dentro de la zona de cruce costero incluiría el patrullaje
18 periódico sobre tierra del ROW por parte de la Solicitante durante pruebas para la
19 detección de fugas, operaciones de válvulas, e inspecciones visuales. El patrullaje
20 también aseguraría que no estén ocurriendo actividades que potencialmente podrían
21 afectar la integridad del ducto, tales como trabajo de construcción.

22 Una válvula de la línea principal en las instalaciones de SoCalGas separaría las
23 instalaciones de la Solicitante de las de SoCalGas y serviría como una válvula de cierre
24 de emergencia, que se cerraría automáticamente para aislar el flujo entre los ductos de
25 transmisión costa afuera y el sistema de SoCalGas en caso de una emergencia.

26 **2.4 DUCTOS E INSTALACIONES EN TIERRA**

27 Se construirán dos nuevos ductos en tierra, el Ducto de Center Road en Oxnard y la
28 Línea 225 del Ducto Periférico en Santa Clarita. Estos ductos, junto con instalaciones
29 asociadas, tales como una estación de medición para el Ducto de Center Road, un
30 sistema de reserva de inyección de odorante, y las válvulas de bloqueo en ambos
31 ductos, serían instaladas donde los ductos existentes no son lo suficientemente
32 grandes para acomodar el abastecimiento adicional propuesto. Según SoCalGas, los
33 dos ductos en tierra y las extensiones de las estaciones de válvulas son las únicas
34 mejoras necesarias para acomodar un aumento del promedio diario de 800 MMcfd
35 (22.7 millones de m³ diarios) (Bisi 2004).

36 La Línea 324 interconecta la Estación de Center Road con la Estación Saugus en la
37 zona de Santa Clarita. El gas fluye de la Estación Saugus a la Estación de Center Road
38 y luego a la zona de Los Ángeles al sur o a la zona de Santa Barbara al norte. Este
39 sistema ya existente tiene la suficiente capacidad extra para recibir el promedio diario
40 adicional propuesto de 800 MMcfd (22.7 millones de m³ diarios) de gas natural y, por lo
41 tanto, no necesitarían ser expandidos.

1 La localización exacta de las alineaciones del ducto en tierra, es decir, de qué lado de
2 la calle, no se sabría hasta que se realice una investigación detallada sobre la
3 ingeniería y la subestructura y se mapee sobre los dibujos de alineación. Sin embargo,
4 las alineaciones propuestas se conocen en suficiente detalle como para permitir la
5 revisión y el análisis ambiental. La alineación final del ducto dentro de los ROWs
6 propuestos sería determinada por un diseño y análisis detallados sobre su ingeniería;
7 hasta que se sepa esa alineación, no se sabrían la propiedad y la localización exactas
8 del terreno dentro los ROWs públicos o privados. Las servidumbres permanentes y las
9 servidumbres temporales de construcción serían requeridas fuera de los ROWs
10 privados y de vías públicas. Las servidumbres permanentes variarían entre 25 y 50 pies
11 (7.6 y 15.2 m), dependiendo de las condiciones específicas del lugar. Sin embargo,
12 SoCalGas procuraría utilizar las vías agrícolas existentes y, cuando sea necesario,
13 adquirir servidumbres inmediatamente adyacentes a las vías agrícolas para reducir al
14 mínimo el efecto hacia las vías agrícolas en actividad. Los ductos serían instalados a
15 cualquier lado de los caminos identificados en las Figuras 2.4-1 y 2.4-2. Información
16 adicional con respecto a la instalación de ductos en áreas agrícolas se puede encontrar
17 en la Sección 4.5, "Agricultura y Suelos".

18 En conformidad con el Código del Gobierno de California § 7267 y siguientes,
19 SoCalGas haría todo esfuerzo razonable para adquirir servidumbres de manera rápida
20 mediante negociaciones, antes de llevar a cabo su dominio eminente. Los derechos de
21 la servidumbre serían valorados antes de que proceda al inicio de las negociaciones, y
22 el dueño de la propiedad, o su representante elegido, tendrá la oportunidad de
23 acompañar al tasador durante la inspección de tal propiedad. SoCalGas establecería
24 una cantidad de remuneración que cree ser justa para obtener los derechos de las
25 servidumbres basándose en su valoración y proveería el dueño de la propiedad una
26 declaración y un resumen por escrito sobre los criterios en que se ha basado para fijar
27 la cantidad de su remuneración, que no sería menor que el valor que se le ha
28 consignado.

29 **2.4.1 Ducto e Instalaciones de Center Road**

30 **2.4.1.1 Ducto de Center Road**

31 El Proyecto incluirá la instalación de aproximadamente 14.7 millas (23.7 km) de un
32 nuevo ducto de 36 pulgadas (0.9 m) de diámetro, con una presión máxima permitida de
33 operación (MAOP) de 1,100 libras psi (773,000 kg/m²) para transportar gas natural
34 desde Estación Generadora de Energía de Reliant Energy en Ormond Beach a la
35 Estación de Válvulas de Center Road. La alineación del nuevo ducto seguiría ROWs,
36 carreteras públicas, y/o derechos de servidumbre ya existentes y/o recientemente
37 adquiridos. La ruta propuesta es como se describe a continuación:

- 38 • comenzaría en la nueva estación de medición dentro de la Estación Generadora
39 de Energía de Reliant Energy en Ormond Beach;
- 40 • iría hacia el norte a lo largo del ROW de la línea de transmisión eléctrica de
41 Southern California Edison;

- 1 • giraría hacia el este en Hueneme Road, hacia el norte en Naumann Road, hacia
2 el oeste en Etting Road, y hacia el norte en Hailes Road hacia Pleasant Valley
3 Road;
- 4 • en Pleasant Valley Road la ruta iría hacia el suroeste por aproximadamente
5 1,000 pies (305 m) y luego iría hacia el norte a través de campos agrícolas;
- 6 • continuaría a través de campos agrícolas, cruzaría la Ruta Estatal (SR) 34
7 (East 5th Street), continuaría al norte a lo largo de Del Norte Boulevard, y cruzaría
8 Sturgis Road hacia la U.S. 101 (Ventura Freeway);
- 9 • viraría hacia el este a lo largo de la carretera U.S. 101, luego giraría hacia el
10 norte y cruzaría la U.S. 101;
- 11 • procedería hacia el noreste en Central Avenue, luego al sureste a lo largo de
12 Central Avenue y al noreste a lo largo de Beardsley Road;
- 13 • seguiría hacia el noreste por aproximadamente 0.25 millas (0.4 km), luego al
14 noroeste a lo largo del canal de control de inundaciones (la Desviación de Santa
15 Clara) hacia Santa Clara Avenue;
- 16 • seguiría hacia el noroeste a lo largo de la SR 118 por aproximadamente
17 0.4 millas (0.6 km) justo hasta antes de Clubhouse Drive, luego continuaría por
18 el noreste por aproximadamente 1.1 millas (1.8 km) y al este por
19 aproximadamente 0.55 millas (0.9 km) a lo largo de una vía no asfaltada y
20 Center Road (este segmento de la ruta propuesta del ducto difiere de aquélla
21 descrita en el Borrador del EIS/EIR de octubre del 2004);
- 22 • y terminaría en la Estación de Válvulas de Center Road.

23 Durante el período de comentarios de parte del público en el Borrador del EIS/EIR de
24 octubre del 2004, se plantearon preocupaciones referentes a escuelas existentes y al
25 potencial para edificar futuras escuelas. Como resultado, la Solicitante se ha puesto en
26 contacto con tres distritos escolares —Mesa Union, Oxnard Union High, and Ocean
27 View— y ha sostenido conversaciones con los mismos, así como con SoCalGas, el
28 CPUC, y el Departamento de Educación de California. El Distrito Escolar de Mesa
29 Union no está actualmente contemplando la construcción de ninguna escuela nueva;
30 expresó, sin embargo, preocupación por la colocación del ducto cerca de la escuela de
31 Mesa Union, cerca de la intersección de la SR 118 (Los Angeles Avenue) y La Vista
32 Avenue. Como resultado, la Solicitante, conjuntamente con SoCalGas, ha propuesto
33 una ruta nueva para el ducto cerca de su término norteño (de la SR 118 a la Estación
34 de Válvulas de Center Road) para completamente evitar la escuela. En los distritos de
35 la Oxnard Union High y Ocean View, el propuesto ducto no sería situada de manera
36 adyacente a ninguna escuelas ya existente (vea la Sección 4.13, "Uso de la Tierra"
37 para información acerca de la alineación de los ductos y las preocupaciones planteadas
38 por los distritos escolares y el Departamento de Educación de California acerca de la
39 posibilidad de construir futuras escuelas a lo largo del ROW del ducto).

Insert (1 of 2)

Figure 2.4.1 Center Road Pipeline: Proposed Route

Insert (2 of 2)

Figure 2.4-1 Center Road Pipeline: Proposed Route

Insert (1 of 2)

Figure 2.4-2 Proposed Line 225 Pipeline Loop Location

Insert (2 of 2)

Figure 2.4-2 Proposed Line 225 Pipeline Loop Location

1 **2.4.1.2 Estación de Medición de Ormond Beach**

2 El gas de la FSRU sería aceptado en el sistema de transmisión de SoCalGas en la
3 Estación de Medición de Ormond Beach, que estaría situada dentro de la Estación
4 Generadora de Reliant Energy de Ormond Beach. SoCalGas instalaría equipo de
5 supervisión de gas para asegurar la calidad del gas y medir su volumen y presión y
6 brindaría la supervisión adicional sobre la inyección y control del odorante. La Estación
7 de Medición de Ormond Beach consistiría en actuadores de válvula de 3.5 pies (1.1 m)
8 de altura sobre tierra; reductores de presión de 8 pies (2.4 m); un pequeño edificio de
9 instrumentos (de 8 a 9 pies [2.4 a 2.7 m] de alto); lanzadores y receptores de
10 "limpiadores de ducto inteligentes" (vea la Sección 2.3.1, "Ductos Costa Afuera e
11 Instalaciones Asociadas"); una estación de inyección de odorante para el gas; y losas
12 y fundación de concreto.

13 **2.4.1.3 Sistema de Inyección de Odorante de Reserva**

14 SoCalGas mantendría un sistema de inyección de odorante en la Estación Generadora
15 de Reliant Energy de Ormond Beach como un sistema de respaldo (como se mencionó
16 anteriormente, BHPB inyectaría un odorante en la FSRU) para asegurar la
17 concentración suficiente de odorante en los gasoductos en tierra. Este sistema de
18 inyección constaría de 60 galones (0.2 m³) tanque de almacenamiento no presurizado
19 sobre tierra que contendría SpotLeak 1039, una losa de contención de concreto y una
20 bomba. El odorante sería presurizado solamente en el extremo de la bomba de
21 inyección donde una cantidad pequeña del odorante sería inyectada directamente en el
22 gasoducto.

23 El tanque y el equipo asociado serían colocados dentro de la contención secundaria,
24 diseñados para contener 110 por ciento del volumen del tanque (aproximadamente 66
25 galones o 0.25 m³), y una pared como barrera.

26 **2.4.1.4 Ampliación de la Estación de Válvulas de Center Road**

27 La ampliación de esta instalación incluiría válvulas y equipo de operación remota para
28 la reducción/regulación de presión. Adicionalmente, se instalarán equipos de venteo y
29 de recepción de limpiadores, losas y fundación de concreto, y equipo eléctrico y de
30 comunicaciones, y se instalarían dos pequeños cuartos de instrumentos. (Según lo
31 requerido por 49 CFR Part 192.179c, los ductos serían purgados, es decir, dejarían
32 salir el contenido del ducto o segmento del ducto, tan rápido como sea posible). Las
33 instalaciones no mantendrán las luces encendidas en la noche. La Estación de
34 Válvulas de Center Road, en la esquina suroeste de Center Road y La Vista Avenue,
35 sería ampliada en 16,000 pies cuadrados (1,490 m²) para llegar a 40,000 pies
36 cuadrados (3,720 m²) para su operación.

1 **2.4.1.5 Válvulas de Bloqueo de la Línea Principal**

2 SoCalGas instalaría tres nuevas válvulas de bloqueo de línea principales a lo largo de
3 la ruta del Ducto de Center Road y una nueva válvula de bloqueo de línea principal de
4 Línea 225 de Ducto Periférico. La longitud del gasoducto entre válvulas de bloqueo de
5 línea principal sería aproximadamente 3.8 millas (6.1 km) para el Ducto de Center Road
6 y 3.5 millas (5.6 km) para la Línea 225 de Ducto Periférico, ambos de los cuales son
7 menores a las 8 millas (12.9 km) de longitud requeridas por una designación de Clase
8 III bajo 49 CFR Parte 192.179. Ambos ductos en tierra estarían diseñados y
9 contruidos para cumplir con los requisitos de Clase III, lo cual brindará un nivel más
10 alto de seguridad. Las clasificaciones para áreas de ductos son definidas en el Cuadro
11 4.2-12, "Definiciones de Clases de Ductos según su ubicación". SoCalGas instalaría
12 dos válvulas de ensamblaje de 12 pulgadas (0.3 m) de diámetro en cada válvula de
13 bloqueo de línea principal. Los ensamblajes propuestos de ventilación (aparatos para
14 brindar ventilación controlada o vaciado de los contenidos de un ducto a presión para
15 realizar inspecciones, mantenimiento, o reparaciones) permitiría que el Ducto de Center
16 Road y la Línea 225 de Ducto Periférico sean vaciados en 15 y 9 minutos o menos,
17 respectivamente. Una presentación sobre cómo bloquear válvulas y tiempos de
18 ventilación son relevantes en términos de seguridad pública se muestra en el Impacto
19 PS-4 "Liberación Potencial de Gas Natural Olorizado debido a un Daño Accidental a
20 Ductos en tierra" en Sección 4.2.9.4, "Análisis y Mitigación de Impactos".

21 Las válvulas de bloqueo principales probablemente se encontrarían fuera del camino
22 en campos agrícolas. Estarían permanentemente instaladas dentro de una zona
23 cercada con actuadores de válvulas superficiales de 3 pies (1 m) de altura, un escape
24 de ventilación de 8 pies (2.4 m) y un pequeño cuarto de instrumentos de 8 a 9 pies (2.4
25 a 2.7 m) de altura, y una losa de concreto. Los cuerpos de las válvulas estarían
26 enterrados. Si las instalaciones estuvieran localizadas en la pista pavimentada, estarían
27 en dos cámaras de concreto enterradas, una para las válvulas principales de bloqueo, y
28 otro para los ensamblajes de ventilación. Las instalaciones no estarían alumbradas en
29 la noche.

30 **2.4.2 Línea 225 del Ducto Periférico e Instalaciones**

31 **2.4.2.1 Línea 225 del Ducto Periférico**

32 La Línea 225 existente da abastecimiento de gas hacia el norte a San Joaquin Valley, y
33 hacia el sur a la cuenca de Los Angeles. La instalación de la Línea 225 del ducto
34 periférico propuesto en Santa Clarita es necesaria para asegurar que suministros que
35 van hacia el sur a la cuenca de Los Angeles no son restringidos por suministros
36 repartidos por la Línea 324 en la Estación de Saugus. El nuevo ducto periférico
37 propuesto sería generalmente paralelo al ducto de la Línea 225 existente, ya sea en o
38 cerca de los ROWs existentes dentro de las partes no pavimentadas de la ruta. La
39 Línea 225 del ducto periférico propuesto sería de 30 pulgadas (0.76 m) de diámetro,
40 diseñado para un MAOP de 845 psi (594,100 kg/m²), y se extendería por
41 aproximadamente 7.7 millas (12.4 km) entre la Estación de Válvulas de Quigley y la
42 instalación de Almacenamiento de Honor Rancho. A lo largo de las pistas de la ciudad

1 y del condado, el gasoducto sería paralelo al gasoducto de la Línea 225 existente,
2 siempre y cuando sea práctico hacerlo así. La ruta propuesta del ducto es como sigue:

- 3 • Empezaría en la Estación de Válvulas de Quigley;
- 4 • el ducto iría paralelo al ducto de la Línea 225 ya existente, en dirección oeste
5 hacia Via Princessa;
- 6 • luego continuaría hacia el oeste en Via Princessa hasta Oak Ridge, luego
7 procedería al norte al interior de Oak Ridge, luego hacia el norte dentro de la
8 SR 126 (San Fernando Road hacia Magic Mountain Parkway), generalmente
9 paralela al ducto de Línea 225;
- 10 • luego iría en dirección noroeste y en paralelo al ducto de la Línea 225 dentro de
11 la SR 126, cruzaría la Bifurcación Sur del Río Santa Clara dentro del puente de
12 la SR 126 y continuaría hacia McBean Parkway;
- 13 • luego al noreste a lo largo de McBean Parkway y se desviaría del alineamiento
14 del ducto de la Línea 225, cruzaría el Río Santa Clara con McBean Parkway
15 hacia Avenue Scott, cruzaría la Quebrada de San Francisquito dentro del puente
16 de Avenue Scott y luego al noroeste hacia Avenue Stanford;
- 17 • luego continuaría hacia el oeste a lo largo de Avenue Stanford y volvería a
18 encontrarse con el alineamiento del ducto de la Línea 225 en la ROW de
19 servicios existente; y
- 20 • procedería hacia el noroeste por aproximadamente 1 milla (1.6 km) hacia la
21 Estación de Válvulas e Instalación de Almacenamiento de Honor Rancho a
22 través de un ROW existente de servicios, que contiene cuatro ductos, incluyendo
23 al ducto de la Línea 225 ya existente, y siete líneas eléctricas elevadas.

24 El cruce de la Bifurcación Sur del Río Santa Clara es un puente de vigas cerradas; los
25 otros dos son puentes de vigas abiertas. Se anticipa que las pistas de los puentes no
26 requerirían de mejoramientos significativos para instalar el ducto. El ducto colgaría
27 debajo de los puentes de vigas abiertas, y el ducto estaría instalado dentro de una
28 celda abierta en el puente de vigas cerradas. Ver Sección 2.7.2, “Técnicas de Cruce”,
29 para mayor información sobre construcción de cruces de ríos.

30 **2.4.2.2 Ampliación de la Estación de Válvulas de Quigley**

31 La propuesta ampliación incluiría válvulas para la regulación de presión e instalaciones
32 de supervisión y control de operación remota para el nuevo Ducto Periférico propuesto
33 de la Línea 225. Adicionalmente, se instalarán equipos de venteo y de recepción de
34 limpiadores, losas y fundación de concreto, y equipo eléctrico y de comunicaciones, y
35 se instalarían dos pequeños cuartos de instrumentos. Las instalaciones no mantendrán
36 las luces encendidas en la noche.

37 **2.4.2.3 Estación de Válvulas de Honor Rancho**

38 Es posible que se requiera de la modificación de la estación de válvulas para el nuevo
39 Ducto Periférico de la Línea 225 propuesto, incluyendo nuevas válvulas de control.

1 Este equipo sería colocado dentro del espacio de las instalaciones existentes, siempre
2 y cuando sea práctico hacerlo así. Si la expansión es necesaria, la estación se
3 expandiría aproximadamente 50 pies por 75 pies (15.2 m por 23 m) o 3,750 pies
4 cuadrados (348 m²). Las instalaciones no mantendrán las luces encendidas en la
5 noche.

6 **2.4.3 Mantenimiento de los ductos en tierra e instalaciones**

7 El mantenimiento incluiría lo siguiente para los segmentos en tierra de los gasoductos y
8 las instalaciones sobre tierra relacionadas:

- 9 • Inspección visual del ROW y revisión de fugas;
- 10 • Inspección y mantenimiento del sistema de protección contra la corrosión;
- 11 • Identificación y ubicación de gasoductos para las actividades cercanas de
12 terceros; y
- 13 • mantenimiento y acceso al ROW, y mantenimiento de señaladores de
14 gasoducto.

15 Los intervalos de tiempo para las actividades de mantenimiento mencionadas variarían,
16 pero estarían en conformidad con regulaciones del DOT y del CPUC. SoCalGas ha
17 preparado un programa preliminar de inspecciones para los próximos 10 años que
18 involucra la prueba y la inspección de cada parte del sistema de gasoducto, de acuerdo
19 con la regla de administración de integridad. (Vea la Sección 4.2.9.2, "Reglas acerca
20 de Gasoductos", para el debate de 49 CFR Parte 192 Subparte O para una explicación
21 de esta regla). Las actividades de inspección para la parte de las instalaciones en
22 tierra de SoCalGas incluyen inspecciones integrales (por limpiadores) y evaluación
23 directa.

24 Para prevenir el daño a gasoductos e infraestructura por parte de terceros, la ley One
25 Call de California, Código de Gobierno § 4216, requiere que los excavadores notifiquen
26 al Servicio de Alerta Subterránea por lo menos dos días hábiles antes de empezar sus
27 operaciones de excavación. El Servicio de Alerta Subterránea emitiría entonces un
28 informe con un número único, y SoCalGas proveería información sobre sus tuberías, o
29 marcaría la ruta horizontal de sus tuberías y brindaría supervisión ininterrumpida
30 durante las actividades de construcción a lo largo de su sistema de ductos de
31 transmisión de gas. Las instalaciones subterráneas serían expuestas cavando a mano
32 antes del uso de equipo a motor como retroexcavadoras.

33 SoCalGas monitorearía constantemente el sistema de transmisión de gas desde su
34 sala de control de operaciones de gas existente usando su sistema supervisor de
35 control y de adquisición de datos (SCADA). La información sería transmitida
36 constantemente a la instalación de control de gas y monitoreada en todo momento. Si
37 los parámetros de entrega de gas no fueran cumplidos o si condiciones anormales,
38 como una fuga, ocurriesen en el sistema, las alarmas automáticas actuarían. El
39 personal de control de SoCalGas tendría la habilidad de operar las válvulas de control
40 remotamente para mitigar cualquier problema.

1 2.5 CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN: FSRU Y ALREDEDORES

2 Las secciones previas describían las instalaciones propuestas del Proyecto. Las
 3 Secciones 2.5 a 2.7 muestran cómo serían construidas e instaladas las instalaciones.
 4 El Cuadro 2.5-1 presenta un resumen sobre el equipo y los navíos que serían usados
 5 durante la instalación de la FSRU, así como durante operaciones de HDB costa afuera
 6 y de colocación de ductos.

Table 2.5-1 Pipeline Construction Vessels and Equipment, Use, and Duration of Use

Vessel/Equipment	Use	Duration
FSRU Mooring Construction		
2 tug supply vessels (15,000 hp)	Logistical support	20 days; 24 hrs/day standby each
1 crew boat (1,500 hp)	Transport of work crews	20 days; 2 hrs/day cruising, 14 hrs/day standby
1 construction barge (8,000 hp)	Installation of mooring system, PLET, and PLEM	20 days; 12 hrs/day operating; 12 hrs/day standby
1 tug (6,500 hp)	Barge positioning	20 days; 2 hrs/day assisting, 22 hrs/day standby
1 oceangoing tug (25,000 hp)	Logistical support	1 day; 2 hrs/day assisting, 22 hrs/day standby
Shore Crossing Construction		
1 HDB pipelay barge	Fabrication and installation of HDB pipeline sections	60 days
1 exit hole barge (4,000-6,000 hp)	Construction of transition trench	35 days
2 anchor handling towing/supply vessels (15,000 hp)	Pipelay barge positioning; navigation during mooring.	35 days
4 materials barges	Transport pipe and supplies	60 days
Offshore Pipelay Construction		
1 dynamically positioned pipelaying vessel (25,000 hp)	Pipelaying	35 days; 12 hrs/day operating, 12 hrs/day standby
2 tug supply vessels (15,000 hp)	Logistical support	35 days; 24 hrs/day standby each
1 crew boat (1,500 hp)	Transport of work crews	35 days; 2 hrs/day cruising, 14 hrs/day standby
1 tug and pipe barge (4,000 hp)	Pipe handling	10 days; 4 hrs/day cruising, 12 hrs/day standby
1 dock crane (35 tons; 130 hp)	Pipe handling and loading	8 hrs total

7 2.5.1 Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación

8 Los astilleros potenciales para la fabricación de la FSRU están en Japón, Corea,
 9 España y Finlandia. Todas las actividades de fabricación se adherirían al tipo de
 10 programa de garantía de calidad del fabricante basado en el sistema 9000 de la

1 Organización Internacional de Estandarización (ISO).⁹ La USCG requeriría un plan de
2 administración de la calidad, su cumplimiento sería comprobado independientemente
3 por un agente de verificación, tal como una sociedad de clasificación, a nombre de la
4 USCG, en consulta con la CSLC, del mismo modo que se haría con toda actividad de
5 instalación costa afuera, incluyendo pre-tensionado del anclaje y pruebas hidrostáticas.
6 La FSRU sería remolcada de su punto de fabricación hasta la localización donde será
7 fijada por amarras, por dos remolcadores oceánicos, de acuerdo con un plan de
8 remolque. Este plan sería desarrollado por la Solicitante y presentado a la USCG y la
9 CSLC para su aprobación antes de que ocurriera la instalación de la FSRU (según lo
10 descrito en la Sección 4.3, "Tráfico Marino"). Dos lanchas de remolque transportarían
11 las anclas y el equipo al punto de localización donde se haría el amarre, y dos naves de
12 abastecimiento (de 4,500 caballos de fuerza [hp] cada uno) transportarían los
13 materiales y la tripulación.

14 Según lo indicado previamente, antes de la llegada desde el puerto de fabricación del
15 extranjero, la FSRU seguiría el protocolo establecido de intercambio del agua de lastre
16 de acuerdo con MARPOL y los requisitos del Estado de California y la USCG,
17 incluyendo la notificación e intercambio del agua de lastre fuera del límite de la Zona
18 Económica Exclusiva de 200 NM (230 millas o 371 kilómetros).

19 **2.5.2 Sistema de Amarras**

20 Antes de la instalación de amarras, se llevarían a cabo inspecciones y pruebas
21 específicas adicionales del sitio para complementar el programa de pruebas geofísicas
22 y geotécnicas realizado por la Solicitante y revisado para su uso en este análisis, según
23 lo descrito en Sección 4.11, "Recursos y Peligros Geológicos". Los resultados de las
24 pruebas adicionales, los cuales incluirían una determinación de sitio disponible para el
25 anclaje, serían usados para coordinar las posiciones de acondicionamiento para los
26 componentes de la pata de anclaje. El trabajo geofísico y geotécnico sería llevado a
27 cabo bajo la supervisión de un Geólogo Registrado de California o un Ingeniero Civil
28 Registrado de California aprobado por la USCG y/o MMS y en consulta con la CSLC.

29 Se anticipa que la instalación de amarras se llevará a cabo en un periodo de 24 días
30 (20 días para la instalación del punto de amarre y 4 días para el sujetado a los puntos
31 de amarre), usando 12 horas diarias de trabajo. Durante nueve de estos días, se
32 colocarán nueve puntos convencionales de arrastre de anclas en el lecho marino con
33 las líneas de amarras unidas a ellos. Las anclas serían colocadas dentro de los límites
34 para los que fueron diseñadas y el amarre o anclado de los navíos de instalación no
35 sería requerido. Durante los 24 días del periodo de amarre, la FSRU llegaría al sitio
36 con la torreta de amarras y equipo de halado de anclas pre-instalado. Dos
37 remolcadores mantendrían la FSRU en su lugar, y un tercer remolque sería utilizado
38 para recuperar y enganchar las nueve piernas para amarras a la torreta de la FSRU.
39 Los navíos de enganche recuperarían los extremos de cada pierna de anclaje y los

⁹ La ISO 9000 es un sistema internacional del control de calidad de la gerencia usado en arreglos de negocio-a-negocio.

1 pasarían hacia la torreta de la FSRU, la cual haría en cada línea de anclaje y haría la
2 conexión final entre la FSRU y la pierna de anclaje. Luego de que todas las piernas
3 estén conectadas, se harían ajustes finales hasta obtener la tensión correcta en cada
4 pierna de anclaje. Todos los elevadores y cables de conexión serían recuperados de
5 igual manera desde el lecho marino y pasados hacia la FSRU para la conexión final a
6 la torreta de la FSRU.

7 Luego de la conexión de la FSRU se llevaría a cabo una prueba hidrostática completa
8 para chequear la integridad de la presión de las placas giratorias, tubería y válvulas del
9 producto. Todas las pruebas y chequeos estarían sujetas a la verificación
10 independiente hecha por una sociedad de clasificación.

11 Todo el equipo provisto para la torreta, incluyendo sistemas de lubricación, sistemas de
12 detección de fugas, y sistemas eléctricos e hidráulicos, serían probados para
13 comprobar su funcionamiento por parte de la Solicitante y sus contratistas,
14 conjuntamente con la verificación independiente tercerizada de una sociedad de
15 clasificación.

16 **2.6 CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN: DUCTOS COSTA AFUERA Y** 17 **CRUCES COSTEROS**

18 Los dos ductos submarinos entre la FSRU y la costa serían instalados entre cajas
19 objetivo individuales costa afuera, empezando en el punto de salida del HDB,
20 localizado aproximadamente a 3,921 pies (1,195 m) costa afuera, y llegando a un punto
21 cerca del PLEM a una profundidad de 2,850 pies (869 m). Las cajas objetivo son radio-
22 transmisores colocados en locaciones predeterminadas, usando un sistema de
23 posicionamiento global (GPS). Cada ducto se acoplará a un ducto de HDB la cual
24 seguirá hacia el cruce costero de la Estación Generadora de Reliant Energy de Ormond
25 Beach. Como se presenta en la Figura 2.6-1, las HDBs serían perforadas empezando
26 en la playa, con una barcaza de perforación que ayude a las actividades de
27 construcción. La tubería para las HDDs sería halada dentro de su funda desde
28 cualquier dirección.

29 La instalación de los dos ductos de cruce costero de 24 pulgadas (0.6 m) sería logrado
30 primero con el taladrado de un hueco de 36 pulgadas (0.9 m) de diámetro desde la
31 orilla hasta el punto de salida costa afuera. Una funda de 36 pulgadas (0.9 m) de
32 diámetro sería introducida a través de cada hueco mientras que se va perforando. Los
33 ductos de gas natural de 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro sería entonces halados a
34 través de las fundas de 36 pulgadas (0.9 m) de diámetro, ya sea desde costa afuera
35 hacia tierra o viceversa. Las operaciones de HDB se describen con mayor detalle en la
36 sección siguiente.

37 **2.6.1 Cruce Costero por HDB**

38 Dos perforaciones de HDB, una para cada ducto, serían perforadas por 0.8 millas
39 (1.3 km) para cruzar la orilla en el sitio de la recalada. La profundidad mínima bajo la
40 superficie subterránea para las perforaciones de HDB al cruzar debajo de la orilla es

1 de 50 pies (15.2 m) excepto en ambos extremos del cruce, donde los ductos se
2 inclinarían para arriba hasta los puntos de entrada y de salida, mientras que la
3 profundidad máxima dependería de la profundidad a la piedra arenisca, que se estima
4 está entre 50 y 75 pies (15.2 a 23 m). HDB se ha utilizado desde 1977 para instalar
5 ductos de gran diámetro debajo de áreas ambientalmente sensibles, tales como
6 canales y zonas de resaca. Según los estudios geotécnicos preliminares, la formación
7 geológica por la cual se instalaría la recalada propuesta del Puerto de Cabrillo está,
8 principalmente, sobre arena, lo cual es conveniente para poder emplear HDB
9 (Cherrington 2006, ver Apéndice D4).

10 Las características del método de HDB incluyen una unidad de impulsión puesta en el
11 punto de entrada superficial, un cabezal de taladro de rotación, una unidad interna de
12 bombeo de fluido para taladrado y arrastre de desechos de corte, y una cabeza
13 articulada para control direccional. La diferencia principal entre HDB y HDD es que en
14 la metodología de HDB una bomba, situada cerca de la cabeza del taladro, devuelve el
15 barro y los desechos de corte que produce la perforación de nuevo a la máquina de
16 taladrado para su separación y reciclaje. Como resultado, la perforación puede llevarse
17 a cabo usando una presión más baja para el lodo de perforación, lo que reduce al
18 mínimo o hasta elimina el riesgo de que estos líquidos se escapen a la formación
19 rocosa alrededor o hacia la superficie.

20 Sin embargo, en el caso poco probable de que el fluido de perforación se pierda y vaya
21 hacia la formación rocosa o a la superficie, un plan de contingencia con las acciones
22 para remediar esto, aprobado por las agencias reguladoras, sería puesto en práctica
23 (véa el Apéndice D1). El sistema de HDB emplea sensores de presión cerca de la
24 cabeza cortadora para monitorear la presión del líquido del hueco taladrado en todo
25 momento y para que sea controlado desde la superficie.

26 La cabeza cortadora crea un agujero que tiene un diámetro aproximadamente 25 por
27 ciento mayor que el diámetro exterior del tubo o funda que será instalada. La
28 profundidad y la dirección de la cabeza del taladro es controlada desde la superficie
29 usando el Sistema de Control Direccional, que utiliza la tecnología de sensor
30 convencional conectada con la superficie por alambre. La trayectoria de la perforación
31 sería seguida usando un sistema de seguimiento superficial electromagnético
32 (Cherrington 2006).

33 Durante el proceso de HDB, se usará líquido de perforación. Este líquido de perforación
34 está compuesto de 95 a 98 por ciento de agua dulce y 2 a 5 por ciento de bentonita,
35 una arcilla natural que se mezcla con una cantidad pequeña de polímero extensor
36 (poliacrilamida. Este líquido sirve las funciones siguientes:

- 37 • Transporte de los desechos de la perforación de regreso a la superficie en el
- 38 punto de entrada;
- 39 • Enfriamiento y limpieza de los cortadores en la cabeza del taladro;
- 40 • Reduce la fricción entre el tubo del taladro y las paredes del agujero;
- 41 • Estabilización del agujero perforado;
- 42 • Transmisión de energía hidráulica para dar vuelta a la cabeza del taladro;

Insert (1 of 2)

Figure 2.6-1 Horizontal Directional Boring Schematic

Insert (2 of 2)

Figure 2.6-1 Horizontal Directional Boring

- 1 • Excavación hidráulica del suelo; y
- 2 • Modificación del suelo para reducir su fuerza de cizalla.

3 Varias opciones de supervisión pueden ser utilizadas durante el proceso de HDB.
4 Múltiples bobinas o una antena pueden instalarse en la playa, el lecho oceánico, o la
5 cubierta de una lancha de remolque. Si el uso una bobina o antena afectara algún
6 habitat nativo sensible, los sensores direccionales giroscópicos serían empleados
7 dentro del sistema de perforación del HDB, y los métodos de control direccionales en la
8 superficie no serían utilizados. La Sección 4, "El proceso de HDB" en el Apéndice D4
9 ilustra estas opciones más detalladamente (Cherrington 2006).

10 En la conclusión de la perforación por HDB, cualquier líquido y exceso de desechos
11 producidos por la perforación que se recojan a través del sistema de retorno del HDB
12 serían dispuestos de acuerdo con regulaciones Federales, Estatales y locales. Durante
13 la evaluación inicial de proyecto, la Solicitante o su contratista harían pruebas para
14 determinar si existe algún contaminante a lo largo de la trayectoria de la perforación del
15 HDB. Se recogerían muestras subsuperficies cada 500 a 1,000 pies (152 a 305 m) a lo
16 largo de la trayectoria y éstas serían analizadas en busca de metales pesados,
17 hidrocarburos de petróleo en total, compuestos orgánicos volátiles, y compuestos
18 orgánicos semi-volátiles. Si se detectaran niveles elevados de cualquiera de estos
19 contaminantes en las muestras, el líquido y el exceso de desechos producidos por la
20 perforación serían dispuestos en una instalación licenciada en el tratamiento de
21 desechos peligrosos. Si no se detectara ninguna contaminación, el material sería
22 desechado en un basurero convencional aprobado (Cherrington 2006).

23 En cada uno de los puntos de entrada en tierra, localizados en la propiedad de Reliant
24 Energy, un área aproximada de 250 pies por 325 pies (76 m por 99 m), o 1.9 acres
25 (0.8 ha), sería requerida para el equipo, materiales, estacionamiento, etc. Una muestra
26 típica del equipo de HDB requerido para un punto de entrada se presenta en la
27 Figura 2.6-2. En el punto de entrada para cada uno de los dos ductos, un hoyo
28 inclinado lanzador de HDB, midiendo aproximadamente 22 pies por 103 pies (6.7 m por
29 31.4 m) y 20 pies (6.1 m) bajo la superficie subterránea en su extremo más profundo,
30 sería excavado para alinear la plataforma del taladro con el ángulo de entrada del
31 hueco a ser perforado (Cherrington 2006).

32 Una lancha de apoyo cerca de la orilla y navíos asociados de apoyo serían requeridos
33 en cada punto de salida del HDB. Una muestra típica del equipo de HDB requerido
34 para operaciones costa afuera se presenta en la Figura 2.6-3. Este equipo sería
35 utilizado para crear una "excavación de transición". La excavación de transición es un
36 hoyo profundo de 150 pies (46 m) de ancho por 200 pies (61 m) de largo, por 5 pies
37 (1.5 m) localizado en el punto costa afuera de la salida del ducto que se utiliza para
38 extraer y contener cualquier líquido de perforación, para quitar el montaje inferior del
39 agujero de HDB (cabeza del taladro) y fuente de lodo para perforación y las tuberías de
40 retorno a la salida, y para preparar el extremo de la funda de 36 pulgadas (0.9 m) de
41 diámetro para el ducto de 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro. Cada uno de los ductos de
42 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro sería colocado dentro de una funda de 36 pulgadas
43 (0.9 m) de diámetro.

1 La Solicitante ha preparado un plan de mitigación de anclas para las anclas temporales
2 y las amarras que serán utilizadas por los navíos cercanos a la costa que brindar apoyo
3 al proceso de HDB (MPMI 2005a). Este documento proporciona información sobre el
4 tipo de anclas que se utilizarán, los procedimientos para su instalación y recuperación,
5 y medidas de mitigación para reducir al mínimo los efectos en el lecho oceánico. El
6 plan fue preparado basándose en las prácticas marinas locales establecidas que se
7 emplean rutinariamente para proyectos submarinos en la Costa Oeste. Todas las
8 operaciones del despliegue y de recuperación de anclas serían realizadas durante
9 horas de luz de día usando la navegación diferencial por GPS para asegurar la
10 exactitud de su localización. La Figura 2.6-4 presenta el diseño propuesto de amarre
11 para las lanchas de trabajo y los navíos de apoyo para el Proyecto; este diseño puede
12 ser enmendado una vez que se hayan seleccionado el contratista y las extensiones del
13 equipo marino. Un plan final de mitigación de anclado sería sometido en tal caso.
14 Cada uno de los navíos enumerados abajo requeriría una amarre.

15 • Barcazas del Trabajo – Las barcazas de trabajo proporcionan una plataforma
16 estable sobre la cual se pueden conducir operaciones de instalación de ductos e
17 incluyen barcaza de despliegue de equipo de apoyo para instalación cerca de la
18 costa / apoyo al HDB y la barcaza del agujero de salida. La barcaza de
19 instalación cerca de la costa / HDB, sería de aproximadamente 400 pies (122 m)
20 de largo con un sistema de amarre de hasta 8 puntos, incluyendo las anclas de
21 10 toneladas (9,100 kg). La barcaza del agujero de salida variaría desde 220 a
22 400 pies (67 a 122 m) de largo con un sistema de amarre de hasta 9 puntos,
23 incluyendo las anclas de 10 toneladas (9,100 kg).

24 • Navío de Manejo del Arrastre/Abastecimiento de Anclas (AHTS) –
25 Específicamente construido para instalar y retirar todas las amarraduras
26 temporales, los navíos de AHTS están equipados de winches con una capacidad
27 de 150 a 200 toneladas (136,000 a 181,400 kilogramos). Las naves típicas de
28 AHTS tienen 190 a 225 pies (58 a 69 m) de largo, con motores de hasta
29 15,000 hp.

30 • Navío de Manejo de Anclas (AHV) – Un AHV operaría las anclas a bordo de la
31 barcaza que apoya el equipo y al personal de pruebas y de muestreo. Los
32 típicos AHVs de la Costa Oeste para barcazas de apoyo tienen de 100 a 185
33 pies (30.5 a 56 m) y llevan motores de 4,000 a 6,000 hp.

34 Adicionalmente, se usarían anclas temporales, es decir, objetos sólidos pesados
35 enterrados típicamente debajo de la superficie del suelo, para sostener un extremo de
36 cada uno de los ductos submarinos en su sitio mientras que la tubería este siendo
37 soldada y posteriormente instalada en el lecho oceánico.

38 Los huecos perforados por HDB saldrían del lecho oceánico a una profundidad de
39 aproximadamente 42 pies (12.8 m) por debajo del nivel del mar, situado
40 aproximadamente a 3,921 pies (1,195 m) costa afuera. Las fases del proyecto cerca de
41 la costa / limitado por el borrador de HDB y de instalación de ductos del Proyecto
42 utilizarían típicamente tres extensiones del equipo: una extensión instaladora de ductos
43 cerca de la costa/HDB, una extensión a la barcaza de salida del agujero de HDB, y una

1 Insert (1 of 2)

Figure 2.6-2 Typical Onshore Horizontal Directional Boring Equipment Layout

Insert (2 of 2)

Figure 2.6-2 Typical Onshore Horizontal Directional Boring Equipment Layout

Insert (1 of 2)

Figure 2.6-3 Typical Offshore Horizontal Directional Boring Equipment Layout

Insert (2 of 2)

Figure 2.6-3 Typical Offshore Horizontal Directional Boring Equipment Layout

Insert (1 of 2)

Figure 2.6-4 Proposed Offshore Horizontal Directional Boring Vessel Mooring Arrangement

Insert (2 of 2)

Figure 2.6-4 Proposed Offshore Horizontal Directional Boring Vessel Mooring Arrangement

1 extensión instaladora de ductos para aguas profundas. Antes de empezar la
 2 movilización, se deberán obtener los permisos y las aprobaciones de múltiples
 3 agencias que tienen jurisdicción en la zona (incluyendo a CSLC, la Comisión Costera
 4 de California, el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos de América, el
 5 Directorio Regional para el Control de la Calidad del Agua of Los Angeles [LARWQCB],
 6 el Departamento de Pesca y Cacería de California [CDFG], NOAA, Directorio de
 7 Recursos del Aire de California, y del Distrito para el Control de la Contaminación del
 8 Aire del Condado de Ventura), y las localizaciones propuestas de los navíos y de los
 9 puntos de amarre serían publicados en el *aviso a los marineros* del USCG y el *aviso a*
 10 *los pescadores* de la Oficina del Enlace de las Industrias Pesquera y Petrolera.

11 Las naves estarían equipadas con equipo de seguridad y para casos de derrames y
 12 personal entrenado de acuerdo con un plan aprobado de acciones de emergencia y
 13 respuesta a incidentes (BHPB 2004). El área estimada del lecho oceánico que sería
 14 afectada por HDB cerca a la costa y actividades de instalación de ductos se
 15 proporciona en la Tabla 2.6-1.

Table 2.6-1 Seafloor Area Impacted by HDB Operations

Description	Quantity	Length (ft. / m)	Width (ft. / m)	Total Impacted Seafloor Area (ft. ² / m ²)
HDB pipelay barge moorings	32	20 / 6.1	60 / 18.3	38,400 / 3,570
HDB pipelay barge support vessel moorings	6	20 / 6.1	60 / 18.3	7,200 / 670
Exit hole drilling barge moorings	9	20 / 6.1	60 / 18.3	10,800 / 1,000
Exit hole barge support vessel moorings	2	20 / 6.1	60 / 18.3	2,400 / 223
HDB pipelaying/installation	2	5,050 / 1,540	6 / 1.8	60,600 / 5,630
HDB transition trench (estimated) ^a	1	200 / 61	150 / 46	30,000 / 2,790

Note:

^aFinal size to be determined by selected contractor.

16 Los exámenes preliminares de batimetría no han identificado ningún habitat en el fondo
 17 oceánico u otros recursos que serían afectados substancialmente durante el amarre o
 18 las operaciones de instalacion y halado de ductos de HDB. La Solicitante cree que las
 19 corrientes del océano llenaría la fosa de transición de HDB con sedimentos (véase
 20 Apéndice D3, "Operaciones Marinas del Proyecto de Ductos de HDB Cercanos a la
 21 Costa").

22 La Solicitante ha preparado un plan de supervisión de descargas de fluido para
 23 perforación, que contiene entrenamiento, supervisión, y requisitos de la respuesta en
 24 caso de una descarga (Brungardt Honomichl 2006). Se requeriría que el contratista de
 25 HDB seleccionado incorpore las medidas contenidas en este plan de supervisión en su
 26 plan de trabajo.

27 De acuerdo con experiencia previa, se anticipa que dentro de los 100 pies (30.5 m) de
 28 extensión de la perforación hacia el mar, el taladro pasaría por la zona de arena móvil o

1 de transporte, que probablemente causaría que el taladro se pegue; antes de salir de
2 los huecos sobre el lecho oceánico, por lo tanto, la Solicitante evaluaría las condiciones
3 de perforación para determinar si el taladro requeriría lodo de perforación, agua dulce,
4 y/o agua salada para su lubricación. Actualmente, la Solicitante cree que es poco
5 probable que la perforación pueda realizarse sin el uso de lodo de perforación.
6 Consecuentemente, la Solicitante ha estimado, siendo conservadora, que hasta
7 aproximadamente 10,000 galones (38 m³) de lodo de perforación (5,000 galones
8 [19 m³] por cada instalación de HDB) podrían ser descargados en el lecho oceánico
9 cuando las perforaciones salgan de la excavación de transición, pero es probable que
10 sea mucho menos (Cherrington 2006).

11 Durante la fase de salida, la bomba de succión de la cabeza del taladro de HDB,
12 situada cerca de la cabeza cortadora, sería operada y coordinada continuamente con
13 buzos y equipo de succión elevado en el lecho oceánico cerca del punto de salida para
14 retirar y controlar el lodo de perforación con flóculos ligeros (masas que se asemejan a
15 la lana formadas por la agregación de un número de partículas suspendidas finas) que
16 nublan el agua de mar circundante. El lodo de perforación aspirado y el agua de mar
17 serían recogidos en tanques contenedores en la superficie o en barcazas de apoyo
18 para su disposición. Para reducir al mínimo el impacto de la presencia de cualquier
19 lodo de perforación en el lecho oceánico al salir, las operaciones serían restringidas a
20 las horas de luz de día y a condiciones marítimas en que el mar está calmado o
21 tranquilo (Cherrington 2006).

22 Ya sea que se use agua o lodo de perforación, la bomba interna de HDB sería utilizada
23 para capturar cualquier exceso de lodo de perforación mientras que sale para reducir al
24 mínimo cualquier descarga al océano. Luego de haber perforado el lecho oceánico, no
25 se bombeará ningún líquido de perforación a través de la cabeza cortadora. La
26 excavación de transición, midiendo un estimado de 150 pies por 200 pies (46 m por
27 61 m) y excavada a 5 pies (1.5 m) debajo del lecho oceánico, también serviría como un
28 sumidero para contener cualquier lodo de perforación que podría ser descargado.
29 Debido a su gravedad específica más alta, el líquido de perforación se juntaría en el
30 fondo de la excavación de transición, de la cual sería bombeado a una barcaza de
31 apoyo para su disposición subsecuente en la costa (Brungardt Honomichl 2006).

32 El HDB sería perforado desde el punto de entrada hacia la costa en el cruce costero de
33 la Estación Generadora de Reliant Energy de Ormond Beach hacia el lugar costa
34 afuera donde se ensamblan las tuberías. Después de que la plataforma de HDB en
35 tierra perfore los agujeros para los ductos, el ducto sería halado a través de los huecos
36 pretaladrados ya sea desde costa afuera hacia tierra o viceversa. La curvatura del
37 agujero de HDB sería limitado basado en el radio permisible necesario para tirar del
38 ducto y determinada por un análisis de cargas y tensión de instalación y operación.

39 La mano de obra anticipada para la construcción para HDB es aproximadamente 15
40 trabajadores especializados en total. Se proyecta que completar las operaciones de
41 HDB requeriría 108 días, 24 horas por día, siete días por semana, usando turnos de 12
42 horas simples y dobles, dependiendo de la actividad que se habrá de realizar
43 (Cherrington 2006).

1 **2.6.2 Ductos Costa Afuera**

2 La instalación de ductos ocurriría en el lapso de 35 días. La instalación de ductos costa
3 afuera emplearía hasta 200 trabajadores que no son de la zona, que vivirían en la
4 barcaza de intalación de tuberías durante las actividades de construcción. La
5 instalación de ductos costa afuera consistiría en los pasos siguientes: (1) estudio previo
6 a la instalación; (2) preparación, soldadura, y pruebas de ductos costa afuera; (3)
7 transporte de materiales al lugar; (4) instalación de tuberías; y (5) pruebas posteriores a
8 la instalación.

9 **2.6.2.1 Estudio Previo a la Instalación**

10 La información proporcionada por la Solicitante referente a peligros del fondo oceánico
11 ha sido revisada por el equipo de EIS/EIR y se ha determinado que es suficiente para
12 terminar la revisión ambiental para el proyecto. Sin embargo, se necesitan estudios
13 adicionales para el diseño final. Un estudio de peligros previo a la instalación sería
14 terminado mucho antes de la construcción del ducto y sería comparado con estudios
15 anteriores sobre peligros del fondo. El estudio de peligros previo a la instalación
16 consistiría de los estudios siguientes:

- 17 • Un programa de batimetría de franja ancha del área para evaluar los caminos
18 del flujo de la turbidez de los cañones en el área inmediata al proyecto;
- 19 • Un estudio geofísico cercano al fondo usando un sonar lateral y datos sobre el
20 perfil del subsuelo de las rutas del ducto y área de anclaje;
- 21 • Un examen sísmico de alta resolución y canales múltiples para evaluar
22 condiciones en las áreas de dos fallas potencialmente activas que la ruta
23 propuesta del ducto cruza (como puede ser determinado por el MMS);
- 24 • Perforaciones geotécnicas superficiales en la localización de cada ancla y
25 localización de PLEM para determinar condiciones de anclaje y fundación de
26 condiciones de PLEM;
- 27 • Perforaciones geotécnicas superficiales en localizaciones seleccionadas a lo
28 largo de la ruta del ducto para evaluar las condiciones del suelo;
- 29 • Perforaciones geotécnicas superficiales dentro de los flancos del cañon
30 adyacente a la ruta propuesta del ducto para determinar las condiciones del
31 suelo en relación con la estabilidad de la cuesta; y
- 32 • Perforaciones geotécnicas superficiales a lo largo de la trayectoria de HDB para
33 evaluar las condiciones del suelo para la instalación de HDB.

34 La ROW costa afuera sería preparada para la construcción antes de la llegada del
35 equipo del instalación de ductos. Las actividades de preparación también ocurrirían en
36 los cruces de los cables y los agujeros de salida del HDB.

1 **2.6.2.2 Transporte de Materiales al Sitio**

2 Un navío de instalación de tubería se movilizaría con el equipo esencial. Los navíos de
3 suministro movilizarían todos los equipos adicionales y necesarios, materiales y
4 personal. Antes del embarque de la tubería al navío de instalación del ducto o tubería,
5 todas las conexiones de los tubos serían chequeadas. La tubería sería cargada en un
6 puerto cercano en no más de cuatro barcasas de carga para el transporte hacia el
7 navío de instalación de tuberías. El puerto escogido sería determinado basándose en
8 la fuente de obtención de las tuberías. El número exacto de viajes dependería del
9 tamaño de las barcasas, el puerto de origen y el nivel de carga segura para las
10 barcasas. La tubería transportada al navío de instalación previamente tendría uniones
11 epóxicas por fusión y un revestimiento de concreto, de acuerdo a los requerimientos.
12 Durante la descarga de los tubos desde la barcaza de carga usando una grúa y una
13 cincha, se realizaría una inspección visual para detectar cualquier daño a la tubería
14 durante el tránsito. Las conexiones de tubos que no cumplan con los requerimientos
15 de las inspecciones visuales, serían marcadas para su reparación inmediata o rechazo.

16 **2.6.2.3 Preparación, Soldadura y Pruebas del Ducto Costa Afuera**

17 Los ductos gemelos se describen en la Sección 2.3.1, “Ductos Costa Afuera e
18 Instalaciones Asociadas”. Durante la fabricación de la tubería en el navío de instalación
19 de tubos, los extremos de las conexiones de la tubería serían limpiados y alineados, y
20 se harían los pases de soldadura. Luego, la conexión pasaría a través de una estación
21 de pruebas no destructivas, donde los inspectores de soldadura de la contratista y un
22 tercero, examinarían la soldadura terminada para verificar su calidad. Si la soldadura
23 presenta un defecto no aceptable, el defecto sería retirado y la soldadura sería
24 reparada y reexaminada. Se inspeccionarían todas las soldaduras.

25 Luego de la prueba no destructiva del equipo, la conexión sería cubierta con un sistema
26 de revestimiento anticorrosivo, compatible con el que se aplica en tierra. El
27 revestimiento de todas las soldaduras realizadas en campo sería visualmente
28 inspeccionado y examinado con un dispositivo electrónico para detectar defectos en el
29 revestimiento. Todos los defectos en el revestimiento serían reparados antes de que la
30 tubería entre al agua. Todas las soldaduras y revestimientos serían realizados de
31 acuerdo al 49 CFR Parte 192 y a la edición actual del Estándar 1104 del Instituto
32 Americano de Petróleo (API). La aceptación de la inspección sería de acuerdo con los
33 requerimientos de la Sociedad Americana de Soldadura (AWS).

34 **2.6.2.4 Instalación del Ducto**

35 La construcción del ducto requeriría del uso de una extensión de instalación de tubería
36 en aguas profundas para ambos ductos submarinos. El navío posicionado
37 dinámicamente de instalación de ductos (DPV) operaría a un promedio de carga del
38 35%, usando diez unidades de soldadura a diesel y dos remolques de suministro, lo
39 cual proporcionaría soporte logístico las 24 horas del día por un periodo de 35 días. La
40 utilización del DPV eliminaría la necesidad de colocar anclas a lo largo de la ruta,
41 durante las operaciones de instalación de ductos. El equipo de construcción también

1 incluiría una grúa a diesel de 35 toneladas (31,750 kg) de capacidad, trabajando en
2 días de 8 horas, y cuatro barcasas para la tubería, necesarias para el transporte de
3 tubería y materiales costa afuera. La tubería sería transferida desde la costa al DPV
4 usando las barcasas de abastecimiento y serían bajadas usando la grua en el DPV.

5 El DPV comenzaría en los puntos de entrada costa afuera de la HDB. El corredor
6 establecido para la instalación del ducto sería programado en el sistema de navegación
7 del navío de instalación de tuberías. El DPV se auto-alinearía con el final de los ductos
8 instalados via HDB y el cabezal de instalación serían haladas a bordo del navío de
9 instalación de tubería. Las siguientes conexiones de la línea del ducto serían alineadas
10 con la cadena de la HDB del ducto y, entonces, comenzaría el proceso de la soldadura.
11 Luego de la soldadura, inspección y revestimiento, la DPV se movería hacia delante,
12 cubriendo la distancia hacia una conexión, para repetir el proceso. Un extremo
13 metálico curvado y enrejado llamado ‘aguijón’ se extendería más allá del filo del navío y
14 sería usado para instalar la tubería en el lecho marino, sin causar ningún tipo de
15 deformaciones o atraques. Un “durmiendo” o puente sería puesto sobre los cables en
16 las que se pondría los ductos. Un bote de persecución (un bote que sigue al navío de
17 instalación) equipado con un dispositivo de vehículos operados remotamente
18 monitorearía el contacto del ducto con el lecho marino. El navío de instalación del ducto
19 usaría un sistema diferencial de posicionamiento global (DGPS) que recibe
20 comunicaciones satelitales para auto posicionarse de manera precisa sobre el lecho
21 marino. Los ductos costa afuera serían instalados 50 pies (15.2 m) a cada lado de la
22 línea central de la ruta. El contratista de instalación llevaría a cabo cálculos de
23 ingeniería para asegurar que la tensión de la tubería durante la instalación no
24 sobrepase los límites aceptados por la industria. La tensión de la tubería durante la
25 instalación sería controlada por medio del ajuste y control de la tensión de instalación.

26 **2.6.2.5 Pruebas Posteriores a la Instalación**

27 Los segmentos del ducto costa afuera serían probados de acuerdo con las
28 regulaciones del USDOT, contenidas en el 49 CFR, Parte 192. El número y
29 ubicaciones de las secciones de prueba dependerían en la ubicación por clase del
30 ducto, diferencias en la elevación a lo largo de la ruta, y limitaciones para la
31 construcción. (Ver el debate sobre “Clases de Áreas para Ductos” Sección 4.2.9.2
32 “Regulaciones acerca de Ductos”).

33 Antes de las pruebas hidrostáticas, se instalaría una placa de calibración en un
34 limpiador y sería enviado a través de los ductos para verificar que éstos no sufrieron
35 ningún daño durante la instalación. Se captarían aproximadamente 2.5 millones de
36 galones (9,500 m³) de agua para las pruebas de fuentes apropiadas y aprobadas,
37 probablemente desde la fuente de suministro de agua de la Ciudad de Oxnard. El agua
38 sería enviada desde la orilla a través de uno de los dos ductos de 24 pulgadas (0.6 m)
39 a la FSRU y regresaría a la orilla para su disposición a través del otro ducto de
40 24 pulgadas (0.6 m). La Solicitante trataría el agua de la prueba hidrostática con un
41 limpiador de oxígeno (TROS TC1000 a menos de 100 partes por millón [ppm]) y un
42 inhibidor de corrosión (CorrTreat 77-781 a menos de 75 ppm). Si se requiere de un

1 tiempo de permanencia de más de 7 días, un biocida (Troskill 88 a menos de 50 ppm)
2 sería añadido.

3 El agua de las pruebas hidrostáticas sería recolectada luego de su uso y sería
4 descargada en tierra de acuerdo con regulaciones Federales, Estatales y locales; por
5 tanto, no será descargada en el océano (Hann 2005).

6 **2.6.2.6 Otros Cruces del Derecho de Vía (ROW)**

7 Los ductos submarinos de transmisión propuestos, no cruzarían ninguna concesión de
8 petróleo y gas conocida, Federal o Estatal, ductos, o ROWs de ductos, pero sí cruzaría,
9 como se describe anteriormente, tres cables de fibra óptica.

10 Todos los cruces de cables están ubicados fuera de las aguas Estatales. Los
11 propietarios de los cables han sido notificados de la ruta del ducto propuesto, y se ha
12 solicitado su aprobación para el cruce con los cables. Los cruces de cables existentes
13 serían protegidos mediante la instalación de bolsas de arena, losas de concreto, y/o
14 "durmientes", los cuales son soportes fabricados de acero, diseñados para mantener el
15 ducto alejado del lecho marino, mientras se protege a las paredes de la tubería en
16 contra de deformaciones y abrasiones.

17 **2.7 CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN: DUCTOS EN TIERRA E** 18 **INSTALACIONES**

19 **2.7.1 Secuencia de Construcción de Ductos en Tierra**

20 La Figura 2.7-1 demuestra la secuencia típica de la construcción de un ducto en tierra.
21 Se espera que la construcción del ducto en tierra comience en el primer trimestre del
22 2009 y que requeriría aproximadamente nueve meses para su culminación. La
23 construcción del ducto en tierra se realizaría generalmente de 300 a 500 pies (91 a
24 152 m) por día por calles de la ciudad y hasta 600 a 700 pie (183 a 213 m) por día por
25 áreas agrícolas, incluyendo huerta (principalmente al extremo norte del ducto de Center
26 Road). Las cuatro semanas finales del período de construcción serían utilizadas para
27 pruebas y la conexión final de las líneas.

28 El ducto desde la orilla hasta la Estación de Válvulas de Center Road y el ducto de
29 Santa Clarita serían construidos simultáneamente. Los cruces de agua también serían
30 efectuado y conduidos de manera concurrente con las tres extensiones de la tubería.

31 La construcción del ducto en tierra ocurriría seis días por semana (de lunes a sábado),
32 desde las 7 A.M. hasta las 7 P.M., aunque la Oficina de Planificación de la Ciudad de
33 Santa Clarita ha indicado que la porción localizada más al oeste del nuevo periférico
34 propuesto de la Línea 225, es posible que necesite ser construida durante las noches,
35 en áreas donde el periférico esté localizado en una zona industrial (Follstad 2004).
36 Monitores de los recursos biológicos y culturales y otros monitores de cumplimiento,
37 estarían en el sitio durante la construcción, de acuerdo a lo requerido por algunas
38 agencias regulatorias. SoCalGas implementaría sus *Manual de las Mejores Prácticas*
39 *de Manejo de la Construcción en la Calidad del Agua* (Sempra 2002) para reducir o

1 Insert (1 of 2)

Figure 2.7-1 Typical Onshore Pipeline Construction Sequence

Insert (2 of 2)

Figure 2.7-1 Typical Onshore Pipeline Construction Sequence

1 eliminar los agentes contaminantes en el agua de desperdicio de sus proyectos de
2 construcción. Las Mejores Prácticas de Manejo (BMPs) incluidas en el manual de
3 SoCalGas incluyen control de sedimentos, manejo de desechos y control de materiales,
4 control de la descarga de aguas que no provienen de tormentas, y control de la erosión
5 y estabilización de suelo. Emplearían a una mano de obra para construcción de
6 aproximadamente 100 a 120 personas por cada ducto en el Proyecto durante el
7 período más ocupado de la construcción. Aproximadamente el 50 por ciento de estos
8 trabajadores vendrían de los tres condados que rodean el sitio del proyecto.

9 SoCalGas reduciría la interrupción en áreas residenciales durante la construcción
10 implementando los procedimientos estándares de la construcción, los cuales incluyen
11 las medidas siguientes:

- 12 • Dejar los árboles maduros y jardines dentro del borde del área de trabajo de
13 construcción, a menos que su retiro sea necesario para la seguridad del material
14 de construcción en las operaciones;
- 15 • Colocar placas del metal sobre zanjas abiertas o instalar cercas de seguridad al
16 borde de las áreas de trabajo de construcción adyacente a residencias;
- 17 • Limitar el ROW de la construcción al mínimo ancho necesario para conducir con
18 seguridad el trabajo de construcción; y
- 19 • Mantener un mínimo de 25 pies (7.6 m) entre la residencia y el área de trabajo
20 propuesta de construcción, siempre y cuando sea razonablemente posible.

21 La Sección 4.13, "Uso de la Tierra" brinda información adicional sobre la construcción
22 cerca de residencias, negocios, y escuelas. La Sección 4.17, "Transporte" proporciona
23 información sobre impactos al tránsito de vehículos y al transporte público.

24 Las intersecciones de caminos tomarían típicamente 30 días para ser completadas y
25 serían realizadas por equipos especializados en intersecciones. Los cruces de las
26 intersecciones serían realizadas en cuatro fases: el corte y perforación del asfalto y la
27 localización/identificación de subestructuras; excavación del foso; instalación del ducto,
28 normalmente la mitad de una intersección a la vez para permitir la circulación normal; y
29 rellenado y pavimentado. Entre las fases, el foso sería cubierto con placas de acero y el
30 camino seguiría siendo abierto al tráfico.

31 Las intersecciones grandes y los caminos con mucho tránsito pueden requerir el
32 taladrado en vez de hacer zanjas. Los hoyos de perforación serían construidas a cada
33 lado de la intersección o camino. Debido a su tamaño, estos hoyos no se podrían cubrir
34 con placas de acero, sino que serían protegidos usando barreras de concreto
35 prefabricadas o una cerca de acero durante la construcción. Perforar debajo de los
36 caminos y las intersecciones requeriría aproximadamente entre 30 y 40 días para
37 terminar. Dos tipos de perforación se pueden usar: perforación pulida y perforación
38 encajonada. Una perforación pulida es una perforación convencional horizontal y no se
39 utiliza líquidos para taladrar. Una perforación encajonada es igual que una perforación
40 pulida, excepto que el ducto está encajado dentro de una tubería de un diámetro más
41 grande, o funda; nuevamente, no se utilizaría ningún líquido para perforar.

1 La mayoría del suelo encontrado durante la construcción de zanjas dentro de los
2 caminos y las áreas no desarrolladas sería material de relleno o suelo nativo limpio. Sin
3 embargo, antes de la construcción y durante la fase del planeamiento del proyecto, la
4 ruta de construcción sería evaluada para determinar si se podría encontrar algún sitio
5 que se sepa está contaminado. La evaluación incluiría una revisión de la base de datos
6 de Recursos de Datos Ambientales, Inc. (EDR) sobre sitios contaminados conocidos
7 (vea el Apéndice K), consultas con agencias Federales, Estatales y locales que
8 mantienen información histórica sobre localizaciones de desperdicios/material
9 peligroso, y una inspección visual de muestras de las perforaciones del suelo recogidos
10 durante la fase de ingeniería. Si se identificara algún sitio contaminado, se haría todo
11 esfuerzo para evitarlo. Si los sitios contaminados no pudieran ser evitados, se prepararía
12 un plan de contingencia detallado, según lo previsto para impacto HAZ-2c en la
13 Sección 4.12, "Materiales Peligrosos", y puesto en práctica durante la construcción.

14 Durante la construcción, las servidumbres temporales de construcción y los espacios
15 de trabajo serían establecidos según lo resumido en las Tablas 2.1-3 y 2.1-4 antes
16 presentadas y descritas en las secciones posteriores.

17 En áreas agrícolas, SoCalGas obtendría una servidumbre temporal para construcción y
18 así asegurar un espacio de trabajo adecuado. Típicamente, un ROW de
19 aproximadamente 80 pies (24.4 m) de ancho sería requerido para un ducto de 30 a
20 36 pulgadas (0.76 a 0.9 m) de diámetro. A lo largo del extremo norte del Ducto de
21 Center Road, desde la intersección de la SR 18 (Los Ángeles Avenue) y Clubhouse
22 Drive hasta la Estación de Válvulas de Center Road, el ROW sería de 100 pies
23 (30.5 m) de ancho. Una vez que se desarrolle la agenda de construcción, SoCalGas
24 entraría en conversaciones sobre pre-construcción con los granjeros y los
25 terratenientes para informarles por adelantado acerca de cuándo ocurriría la
26 construcción en su propiedad, para reducir al mínimo el impacto a sus cosechas o a
27 sus operaciones de siembra o cosecha.

28 Si se requiriera espacio de trabajo temporal adicional durante las operaciones de
29 construcción debido a circunstancias imprevistas, SoCalGas y los monitores biológicos
30 y culturales realizarían estudios sobre la obtención del espacio de trabajo adicional
31 propuesto antes de ampliar el mapa del área de trabajo para asegurarse de que no se
32 afectaría ningún recurso regulado, por ejemplo, habitat ribereño, especie en vías de
33 extinción o el habitat de una especie en vías de extinción o recursos culturales. Si los
34 recursos regulados están presentes y son inevitables, y el espacio de trabajo es
35 necesario, SoCalGas consultaría con el CDFG, el Servicio de Pesca y Vida Silvestre de
36 los Estados Unidos, u otras agencias aplicables para obtener la aprobación para el
37 espacio de trabajo adicional antes de hacer una movilización hacia esa área.

38 La construcción del ducto dentro de los caminos pavimentados existentes requeriría el
39 cierre temporal de por lo menos un carril, de acuerdo con un plan del control de
40 tránsito, el cual sería sometido por SoCalGas y aprobado por la jurisdicción
41 responsable (condado o municipio afectado). Se deberán poner señales de peligro
42 apropiadas en lugares estratégicos de advertir a los conductores acerca de los carriles
43 cerrados. Trabajadores con banderas o avisos podrían ser utilizados en las

1 intersecciones o caminos más transitados. Se requerirá la construcción de accesos
2 temporales y vías temporales de trabajo en pistas no pavimentadas en las zonas
3 agrícolas. Se puede emplear técnicas de perforación convencionales para instalar el
4 ducto por debajo de carreteras y vías férreas. Se presenta información adicional en la
5 Sección 4.17, "Transporte".

6 La construcción del ducto en tierra sería realizada usando uno o dos grupos ("spreads")
7 de trabajadores y equipo para cada ducto en tierra. Como se presenta en la Figura 2.7-
8 1, la construcción se llevaría a cabo en el siguiente orden general: (1) actividades de
9 pre-construcción, incluyendo estudios, estacado y cortes del ROW o del pavimento; (2)
10 zanjado; (3) arrastre, encadenado, y doblado de la tubería; (4) bajado, alineación, y
11 soldadura; (5) inspección de soldadura; (6) aplicación de revestimiento de protección a
12 las uniones soldadas; (7) relleno de la zanja; (8) limpieza, pavimentación y
13 restauración del ROW; y (9) pruebas hidrostáticas.

14 **2.7.1.1 Actividades de Pre-Construcción**

15 El trabajo de construcción del ducto en tierra comenzaría con un estudio del ROW,
16 notificaciones a los dueños de las propiedades, y una notificación de una llamada para
17 identificar servicios públicos, cruces con pistas, y otros usos que pueden ser
18 impactados por la construcción. La construcción en el ROW y los espacios de trabajo
19 extras, necesarios para perforar por debajo de carreteras y rieles de tren, y el ROW
20 requerido para el zanjado serían limpiados, para remover obstrucciones. Las rejas
21 serían cortadas y atadas según sea necesario.

22 **2.7.1.2 Zanjado**

23 Luego de limpiar una zona, se excavaría una zanja de 8 pies (2.4 m) de ancho, 7 pies
24 (2.1 m) de profundidad, con una retroexcavadora o una máquina para abrir zanjas. La
25 profundidad podría variar si se presentan condiciones especiales, Ej., cruce de
26 estructuras existentes. Se localizarían servicios enterrados previamente identificados,
27 tales como otros ductos, cables, líneas de agua, y alcantarillas, las cuales serían
28 localizadas cavando manualmente. No se anticipa que se realicen explosiones.
29 Árboles serían removidos, de ser necesario, con una niveladora.

30 Si es que se encuentran aguas subterráneas, se elegiría una forma apropiada de
31 manejarlo. Opciones consideradas típicamente para el manejo de aguas subterráneas
32 son obtener un permiso NPDES del LARWQCB, o conseguir un permiso NPDES
33 General de RWQCB, para descargar a un drenaje superficial; obtener autorización para
34 enviar el agua a una instalación pública de tratamiento local (POTW); o desechar el
35 agua en una instalación de tratamiento, almacenamiento, y desecho comercial (TSDf).
36 La opción seleccionada sería implementada dependiendo de la mejor alternativa para
37 eficiencia operacional.

38 La técnica de secado sería determinada por la opción seleccionada. Normalmente, las
39 aguas subterráneas son bombeadas a una zona de descarga, un tanque de
40 almacenamiento, un camión-cuba, o algún otro lugar aprobado. BMPs serían
41 empleados durante el bombeo y la descarga y, de ser necesario, opciones de

1 tratamiento serían usadas para cumplir con requisitos regulatorios aplicables. Si se
2 requieren muestras y análisis, una muestra sería coleccionada y analizada para
3 componentes, según requerido por la RWQCB, POTW, o TSDf, dependiendo de la
4 opción implementada antes de descargar a agua superficiales.

5 **2.7.1.3 Arrastre, Encadenado y Doblado**

6 Luego de abrir la zanja, camiones de tubería encadenada transportarían la tubería en
7 secciones de 40 pies a 80 pies (12.2-m a 24.4-m) al ROW del ducto. Donde exista
8 suficiente espacio, los camiones cargarían el tubo a lo largo del ROW; si no, pistas
9 existentes serían utilizadas. Tractores tipo “sideboom” descargarían las secciones y las
10 colocarían extremo con extremo al lado de la zanja, para alineación y soldadura futura.
11 Personal de SoCalGas realizaría pruebas por toda la tubería, uniones, juntas y codos
12 para ubicar discontinuidades de revestimiento como adelgazamiento u otro daño
13 mecánico que permitiría que humedad llegue al tubo. Reparaciones se realizarían
14 según sea necesario, antes de bajar el tubo a la zanja.

15 La tubería sería doblada en el campo, verticalmente y horizontalmente, para ajustarse
16 al contorno de la zanja. La construcción en pistas con subestructuras existentes
17 requeriría de codos de tubería, para lo cual el doblado en el campo no sería práctico.
18 En estos casos, se utilizarán codos fabricados o hechos en talleres.

19 Las emisiones fugitivas de polvo durante las operaciones de movimiento de tierra
20 serían controladas usando camiones de agua equipados con aspersores de boquilla
21 fina. Se utilizaría aproximadamente 30,000 galones (114 m³) de agua por día para la
22 supresión del polvo. La fuente más probable sería la fuente municipal de suministro de
23 agua de la ciudad de Oxnard u otra fuente similar comercial.

24 **2.7.1.4 Bajado, Alineación, y Soldadura**

25 Luego de colocar la tubería al lado de la zanja, la tubería sería bajada en la zanja por
26 tractores tipo “sideboom”, los cuales serían espaciados de manera que el peso de la
27 tubería sin soporte no cause daños mecánicos. Se requeriría de soldaduras en la zanja
28 y serían realizadas en la elevación final. Después del equipo de alineación, el equipo
29 de soldadura aplicaría las últimas soldaduras, para terminar de soldar. Cada soldadura
30 requeriría manejo de tubos para la alineación, revestimiento, y el relleno, además de
31 soldadura normal e inspección de soldaduras.

32 Todas las soldaduras en el campo serían llevadas a cabo por soldadores certificados y
33 probados para que cumplan con los procedimientos de la SoCalGas. La soldadura
34 cumpliría con las especificaciones de todas las regulaciones Estatales y Federales
35 aplicables, el USDOT 49 CFR Parte 192 (para ductos de gas natural) y regulaciones
36 CPUC, para ductos de gas, Orden General 112E.

37 Todas las soldaduras serían inspeccionadas utilizando métodos no destructivos
38 apropiados. Registros de inspección de soldaduras serían interpretados para
39 aceptabilidad de acuerdo a requisitos regulatorios aplicables. Todas las soldaduras
40 rechazadas serían reparadas o reemplazadas según sea necesario, y

1 reinspeccionadas. SoCalGas o su(s) contratista(s) conservarían los informes de
2 inspección de las soldaduras, y un registro que indique la ubicación de las soldaduras.

3 **2.7.1.5 Aplicación de Revestimiento Protector a Empalme de Soldaduras**

4 Revestimiento del ducto con revestimiento epoxico sería aplicado en el taller de
5 fabricación antes de su envío al sitio de construcción. Luego de haber soldado e
6 inspeccionado el ducto, resina epoxica de unión por fusión o para dos partes sería
7 aplicado a todos los empalmes de soldadura. Una prueba de detección sería realizada
8 en la tubería para localizar cualquier discontinuidad de revestimiento, como
9 adelgazamiento, u otro daño mecánico que permitiría que la humedad llegue al tubo.
10 Donde sea que se encuentren defectos, el revestimiento sería reparado.

11 **2.7.1.6 Rellenado**

12 Los suelos removidos durante la excavación serían segregados para separar el suelo
13 superficial del suelo profundo, y serían usados posteriormente para rellenar la zanja,
14 luego de la colocación e inspección de la tubería. Los escombros generalmente serían
15 devueltos a la zanja luego de una semana del zanjado. Los escombros serían filtrados
16 usando equipo estándar de filtrado para construcción, a medida que sea requerido. La
17 tubería sería cubierta a lo largo de los lados con un grosor mínimo entre 6 y 12
18 pulgadas (0.15 a 0.3 m) de relleno local libre de rocas, luego cubierto con relleno local
19 para nivelar.

20 En ciertas zonas donde el revestimiento de la tubería puede estar dañado por suelos
21 abrasivos a lo largo del fondo de la zanja, se usaría arena limpia o relleno de tierra para
22 amortiguar el ducto. El relleno en la parte remanente de la zanja, sobre la zona de
23 amortiguamiento, sería de material nativo excavado durante el zanjado. El suelo
24 superficial segregado sería usado para tapar la zanja. El suelo rellenado sería
25 compactado utilizando un compactador, rodillo vibrante o una compactadora hidráulica
26 antes de pavimentar. La densidad de la compactación y pruebas de compactación sería
27 ejecutada de acuerdo con los requisitos de la jurisdicción local afectada.

28 **2.7.1.7 Limpieza, Pavimentación y Restauración del Derecho de Vía**

29 La restauración implicaría la reparación de la zanja dentro de la carretera o autopista,
30 mediante la limpieza; pavimentación; re-nivelado del ROW de tierra; y la remoción de
31 escombros, letreros de construcción, material excedente y equipos de áreas de
32 construcción. Las medidas de control de erosión y drenaje, tales como barreras de
33 agua, diques de drenaje, cubetas, barreras de sedimentos y disipadores de energía,
34 serían llevadas a cabo donde sea necesario. La revegetación y reposición de semillas
35 en partes de tierra del ROW sería llevada a cabo donde sea requerido.

36 Una vez culminada de la instalación, los ductos serían colocados en el sistema de una
37 llamada del Servicio de Alerta Subterráneo, antes de estar en funcionamiento.

1 **2.7.1.8 Pruebas Hidrostáticas**

2 Los ductos instalados en tierra serían probados hidrostáticamente luego de la
3 construcción y antes del arranque de acuerdo a las regulaciones Federales (49 CFR
4 192). Las pruebas hidrostáticas son una prueba de fuerza y resistencia, hechos para
5 asegurar que la tubería, conectores y secciones soldadas mantengan integridad
6 estructural sin que fallen bajo presión. La sección de prueba del ducto sería llenada con
7 agua, y la presión sería incrementada a por lo menos una vez y media la presión
8 máxima de operación del ducto. El periodo de pruebas estaría de acuerdo con las
9 pautas de la CPUC. Las tuberías serían probadas en uno o más segmentos, según
10 altura, fuente de agua, e instalaciones de descarga de agua. La cantidad de agua
11 requerida para pruebas de ambos ductos en tierra depende del número de segmentos
12 de prueba a ser probados, ya que el agua puede ser reusada para cada segmento. El
13 agua sería obtenida de una fuente de agua potable en la ruta. El agua de las pruebas
14 hidrostáticas sería descargada a un canal existente o lavada a lo largo de la ruta, sujeta
15 a un permiso del NPDES.

16 Antes de la descarga, el agua de pruebas hidrostáticas sería evaluada para asegurarse
17 de que cumple con los estándares del permiso de NPDES. SoCalGas también
18 diseñaría e instalaría un dissipador adecuado de energía en los toma corrientes y
19 diseñaría e instalaría estructuras adecuadas de protección de canales para asegurarse
20 de que no existiría erosión o socavación de canales naturales dentro de la vertiente
21 afectada. Estas estructuras serían removidas del sitio luego de la culminación de las
22 pruebas hidrostáticas.

23 La SoCalGas mantendría registros permanentes de cada prueba hidrostática para la
24 vida del ducto. Estos registros serían accesibles a las agencias regulatorias
25 responsables y contendrían la ubicación exacta del segmento de prueba, el perfil de
26 elevación, una descripción de las instalaciones, y lecturas continuas de presión y
27 temperatura de la línea durante la prueba.

28 **2.7.2 Técnicas de Cruce**

29 Durante la instalación de los ductos, se cruzarían tanto cursos de agua como pistas.
30 Cada uno se describe a continuación.

31 **2.7.2.1 Cruces con Cursos de Agua**

32 Existen cruces de agua en el South Fork Santa Clara River y la Quebrada de San
33 Francisquito. Ninguno de estos tres cruces importantes de ríos sería zanjado. El ducto
34 cruzaría el Río Santa Clara en McBean Parkway Bridge y la Quebrada de San
35 Francisquito en la Avenida Scott Bridge, colgado por debajo de los puentes de vigas
36 abiertas. El ducto del Río Santa Clara en la Magic Mountain Parkway Bridge sería
37 instalado dentro de un puente de vigas cerradas. No se necesitaría equipo para entrar
38 al canal durante la instalación del ducto en el Magic Mountain Parkway Bridge.

39 La ruta del ducto atravesaría el South Fork Santa Clara River cerca de la intersección
40 de Magic Mountain Parkway y San Fernando Road (SR 126). En este cruce, el ducto

1 de gas de diámetro de 30 pulgadas (0.76 m) se instalaría dentro de un forro de
2 diámetro de 36 pulgadas (0.9 m), el cual se instalaría en una celda abierta ubicada en
3 el Magic Mountain Parkway Bridge existente.

4 Para acceder a la celda e instalar el forro y el ducto, se excavaría una zanja de 7 pies
5 (2.1 m) de ancho por 50 pies (15.2 m) de largo en una pista adyacente a los lados sur y
6 norte del puente. Además, aproximadamente cuatro o cinco hoyos serían excavados en
7 la superficie del puente. Toda la operación permanecería dentro del puente y la pista
8 adyacente; no se necesitaría accesos o trabajos dentro o debajo del canal o la orilla del
9 río. Un carril permanecería abierto en el lado de construcción del puente, para que el
10 otro lado no sea impactado. Un plan de prevención de contaminantes de lluvia
11 (SWPPP), incluyendo BMPs aplicables, sería implementado para controlar escorrentías
12 de lluvias y restos de partículas de concreto. Se piensa que la instalación de este cruce
13 de ducto demorará 55 a 60 días, y ocurrirá aproximadamente entre septiembre y
14 noviembre del 2009.

15 El ducto sería fijado en la parte inferior de los Puentes de McBean Parkway (Santa
16 Clara River) y Avenida Scott (San Francisquito Creek). Equipos con llantas de goma
17 serían acopiadas dentro del lecho del arroyo debajo de los puentes, para ayudar en la
18 fijación del ducto; no se requerirá excavación en el lecho del arroyo. La instalación de
19 cada uno de estos cruces de ductos tomará aproximadamente 55 días, y ocurriría entre
20 agosto y noviembre del 2009, cuando el caudal en el arroyo es mínimo. Si hay, agua
21 superficial dentro del canal será desviado alrededor del equipo de construcción,
22 instalando un ataguía temporal, el cual consistirá de barreras de concreto apoyado con
23 bolsas de arena, y los procedimientos usados cumplirían con el SoCalGas Construction
24 Stormwater BMP Manual. Como alternativa, SoCalGas usaría un puente para los
25 equipos para alejarlos de las aguas. El trabajo en el arroyo no durará más de 30 días.

26 Dependiendo del diseño final, en vez de cruzar el Santa Clara River con el puente, se
27 puede utilizar HDD. Esta metodología requerirá el uso de fluidos de perforación, similar
28 al proceso de HDB descrito en la Sección 2.6.1, "Cruce Costero vía HDB". El cruce
29 HDD sería de aproximadamente 2,000 pies (610 m) de largo. Esta metodología de
30 construcción requerirá de dos zonas grandes de acopio, una a cada lado del río; la
31 zona de acopio del punto de entrada mediría aproximadamente 200 pies por 400 pies
32 (61 m por 122 m), mientras que la zona de acopio del punto de salida mediría
33 aproximadamente 150 pies por 2,000 pies (46 m por 610 m).

34 El procedimiento consistiría en hacer un primer hoyo piloto, el cual sería luego
35 escariado en cinco a seis pases, para lograr una apertura de 36 a 42 pulgadas (0.9 m a
36 1.1 m) de diámetro. El ducto prefabricado de 2,000 pies (610 m) de largo, con un
37 diámetro de 30 pulgadas (0.76 m), atravesaría el hoyo de perforación en un solo
38 movimiento continuo. La instalación de un ducto de diámetro de 30 pulgadas (0.76 m)
39 debajo del Santa Clara River utilizando HDD tomaría aproximadamente tres meses, y la
40 perforación tomaría lugar 24 horas al día y siete días por semana.

41 Todos los cruces de cursos de agua o cruces de agua menores (de menos de 30 pies
42 [9.1 m] de ancho) serán de corte abierto de zanja. La técnica de zanja abierta requeriría

1 la excavación de una zanja de orilla a orilla. Se usaría equipo como retroexcavadoras,
2 niveladores, y dragas para excavar la zanja. El ducto sería colocado por debajo de la
3 socavación natural del canal con un margen adecuado de seguridad para asegurar que
4 el ducto no esté expuesto a escombros del canal de socavación. El canal sería
5 devuelto a su configuración original, el sustrato sería reemplazado, y las orillas serían
6 estabilizadas y revegetadas de acuerdo a las necesidades. Se obtendrá un Permiso
7 Nacional No. 12 de la Sección 404 de la Ley del Agua Limpia del Cuerpo de Ingenieros
8 del Ejército de los Estados Unidos (USACE) (Descargas de Líneas de Servicios) y un
9 Convenio de Alteración de Lechos de Cuerpos de Agua del Código del CDFG, Sección
10 1602), para cruces de cursos de agua, de acuerdo a la necesidad. SoCalGas obtendrá
11 todos los permisos necesarios.

12 Otros cruces, como canales de control de inundaciones de concreto, pueden requerir el
13 uso de puentes existentes, extendiéndose sobre un canal abierto, o usar la perforación
14 horizontal por debajo del canal. Cada cruce será evaluado por ingenieros de
15 construcción de SoCalGas durante el diseño final, para determinar cuál de los tres
16 métodos será utilizado.

17 **2.7.2.2 Cruces de Caminos**

18 Los ductos propuestos cruzarían varias carreteras principales y autopistas como la
19 SR 1 (Pacific Coast Highway) y la U.S. 101 (Ventura Freeway). La mayoría de cruces
20 de caminos serían excavados. Antes de la construcción, se identificarían y marcarían
21 todos los servicios. Una vez que se implementen las medidas de control de tráfico, se
22 excavaría una zanja de 7pies (2.1 m) de profundidad; servicios enterrados previamente
23 identificados serían localizados primero, por medio de excavación manual, y serían
24 medidos para determinar la profundidad de la zanja requerida para pasarlos. El cruce
25 de caminos o carreteras sería completado, de acuerdo a los requerimientos de las
26 municipalidades. Aparatos y señales de control de tráfico serían utilizados según lo
27 indicado por agencias regulatorias.

28 Donde la excavación a través de carreteras o autopistas no sea práctica, como en
29 áreas con carreteras muy anchas, carreteras con mucho tráfico, o donde no se pueda
30 obtener el permiso del dueño del terreno, el ducto sería construido mediante
31 perforación convencional con recubrimiento permanente. La perforación convencional
32 bajo las autopistas U.S. 101 (Ventura Freeway) y SR 1 requeriría de piscinas de
33 perforación a cada lado de la autopista. Las piscinas serían de aproximadamente 25 a
34 45 pies (7.6 a 13.7 m) de largo y 8 a 15 pies (2.4 a 4.6 m) de ancho. La profundidad de
35 las piscinas dependería de la profundidad final del ducto. Los escombros de la
36 excavación serían colocados a lo largo de las piscinas y serían usados como relleno.
37 Las secciones de la cubierta y de la tubería serían soldadas, inspeccionadas y
38 revestidas en la piscina antes de la instalación. Luego de terminar la instalación del
39 ducto, las áreas excavadas serían rellenadas, compactadas, y restauradas a los
40 contornos naturales.

1 **2.7.3 Actividades del Derecho de Vía**

2 **2.7.3.1 Áreas de Acopio y Almacenamiento**

3 Habría dos ó tres áreas de acopio para el Ducto de Center Road y una o dos áreas de
4 acopio temporales para el Ducto Periférico de la Línea 225. Las áreas de acopio serían
5 de 2 a 8 acres (0.8 a 3.2 ha) dependiendo de la disponibilidad y aprobación del
6 contratista. Almacenarán equipos, exceso de escombros, y materiales y oficinas del
7 contratista, y serán utilizados como estacionamiento para los trabajadores de
8 construcción. Los lugares de estas zonas de acopio todavía no han sido seleccionados,
9 pero probablemente serán en zonas comerciales/industriales, y lo más cerca posible a
10 la ruta de la construcción.

11 Las zonas de acopio serían seleccionados por el contratista de construcción, y todos
12 los permisos aplicables serán adquiridos antes de iniciar la construcción. Para evitar
13 impactos sobre recursos sensibles, SoCalGas realizaría estudios de recursos
14 biológicos y culturales de los sitios seleccionados, antes de aprobarlos para su uso
15 para el contratista.

16 Durante todas las fases de construcción, reabastecimiento y lubricación del equipo
17 tomará lugar en zonas de construcción y en las zonas de acopio del contratista. Zonas
18 de acopio sólo operarían durante el día, a menos que operaciones de construcción
19 nocturna sean requeridos por cualquier permiso. Si se manda trabajo nocturno, se
20 requerirá alumbrado de la zona de acopio. El alumbrado consistiría de luces temporales
21 portátiles y maniobrables, un poste, un generador, y una pantalla para dirigir la luz. Esta
22 luz estaría prendida por períodos cortos mientras se carga y descarga de suministros y
23 equipos, y sería apagado cuando la zona de acopio está desocupada. Estas zonas de
24 acopio estarían encerradas con una reja metálica de 6 a 8 pies (1.8 a 2.4 m) de alto, y
25 de ser necesario, tapado.

26 No se requeriría de patios nuevos para la tubería para el Proyecto en tierra. Los patios
27 para la tubería son propiedad de la SoCalGas o de otras entidades. Las ubicaciones
28 exactas no han sido determinadas, pero es probable que sí estén determinadas en las
29 áreas de Fontana y San Bernardino.

30 **2.7.3.2 Transporte**

31 Pistas existentes serían utilizadas para todo tipo de tráfico relacionado a
32 construcciones y movilización de equipos; no se necesitarían nuevos accesos
33 permanentes. En donde las rutas atraviesan zonas no pavimentadas, se requeriría
34 accesos temporales, normalmente de 80 pies (24.4 m) de ancho.

35 La mayoría del equipo pesado de construcción sería entregado al punto inicial del sitio,
36 en camiones de plataforma baja o trailers. Las grúas móviles y camiones de basura,
37 serían manejados al sitio de construcción desde patios existentes de contratistas
38 locales. El equipo de construcción se quedaría durante la noche, ya sea en el sitio, en
39 los patios del contratista, por el ROW, en la pista pavimentada dentro de la zona de
40 construcción, o en otros patios de almacenamiento existentes en el área. Todos los

1 materiales de construcción serían transportados a los sitios de construcción por
2 camión, por medio de carreteras existentes.

3 Se estima que se requeriría un aproximado de 400 a 450 viajes de camiones para
4 entregar los materiales y equipos para el Proyecto. Todos los vehículos tendrían el
5 tamaño regulado, excepto por el equipo de colocación de tubería, el cual podría
6 requerir de cargas sobredimensionadas. Los vehículos incluirían camiones de
7 plataforma plana de una tonelada (910 kg), camiones de plataforma baja,
8 transportadores de tubos y camiones de basura. El contratista sería responsable de
9 obtener los permisos de movilización y carga local en las agencias apropiadas.

10 **2.8 PLANES FUTUROS, DESARMADO, Y ABANDONO**

11 La vida proyectada del FSRU de la Solicitante es un máximo de 40 años, aunque la
12 licencia Federal para el DWP propuesto no tendría fecha de vencimiento. La Solicitante
13 sería responsable por el costo de desarmado al final del Proyecto, y como parte de la
14 Licencia, la Solicitante debe demostrar capacidad financiera para pagar el desarmado.
15 Los impactos del desarmado serían evaluados en un documento ambiental específico
16 para el Proyecto, según la Ley de Políticas Ambientales Nacionales (NEPA) y la Ley de
17 Calidad Ambiental de California (CEQA), cuando el Proyecto ya no sea viable.

18 **2.8.1 Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) y Sistema de** 19 **Amarras**

20 La FSRU operaría el tiempo que permanezca dentro del cumplimiento de las
21 regulaciones Federales y las condiciones de la licencia. La FSRU sería inspeccionada
22 anualmente por una sociedad de clasificación, y se llevaría a cabo una prospección
23 especial por parte de la sociedad de clasificación, luego de cinco años de operación, y
24 cada cinco años a partir de ahí.

25 Luego del proceso de desarmado, la FSRU sería removida del punto de amarras y
26 remolcado hasta un astillero para ser revisada y rectificada o para ser desechada como
27 chatarra y recuperada de manera apropiada. Antes de la remoción del sitio, todos los
28 gases serían removidos de toda la FSRU, incluyendo el LNG en los tanques Moss y el
29 gas natural del proceso, amarras, elevador, y sistemas del ducto. Dependiendo del
30 componente o del sistema, los gases serían purgados usando gas inerte, seguido de
31 una purga y ventilación con aire o inundando el sitio con agua; los permisos necesarios
32 serían obtenidos. Los elevadores flexibles y las piernas de las amarras serían
33 desconectados de la torreta de la FSRU y serían enganchados a una boya
34 marcadora/captadora. Luego, la FSRU sería remolcada usando remolques de
35 transporte oceánico.

36 Las anclas del suelo oceánico serían removidas o dejadas en el sitio, dependiendo del
37 tipo de anclado, condiciones ambientales del suelo oceánico, y requerimientos
38 regulatorios aplicables en ese momento. Los cables de amarras, la torreta de amarras,
39 elevadores flexibles y el PLEM, serían removidos y llevados a la orilla para su
40 recuperación final u otro tipo de disposición apropiada.

1 **2.8.2 Ductos Costa Afuera**

2 Tanto en aguas Federales como Estatales, los ductos serían evaluados para
3 determinar si la remoción o el abandono proporcionarían la mayor cantidad de
4 beneficios ambientales. El abandono del ducto submarino comenzaría con la limpieza
5 interior de la línea para remover cualquier tipo de desecho, incrustaciones u otros
6 materiales. Si se requiere de la remoción de los ductos, éstos serían cortados,
7 colocados en una barcaza de recuperación, y llevados a la orilla; si no, lo más probable
8 es que éstos sean llenados con gas inerte y sellados antes de ser abandonados en el
9 sitio. Los ductos submarinos dentro de aguas Estatales, que fueron perforados por
10 medio de la técnica de HDB, lo más probable es que también serían llenados con un
11 gas inerte, sellados y abandonados en el sitio.

12 **2.8.3 Cruce Costero y Ductos e Instalaciones en Tierra**

13 Cuando los ductos ya no sean requeridos, éstos serían abandonados en el sitio o
14 retirados, de acuerdo con requerimientos de la agencia. Si son abandonados en el
15 sitio, los ductos serían limpiados para remover cualquier tipo de líquidos, llenados con
16 un gas inerte y sellados.

17 El medidor en tierra, la válvula de la línea principal, la instalación inyectora del
18 odorante, y cualquier otra instalación sobre la superficie, serían removidas y desechada
19 como chatarra o recuperada de manera apropiada.

20 **2.9 REFERENCIAS**

21 Alexander's Gas and Oil Company. 2004. Company News: E & SE Asia. Vol. 9, No. 5.
22 March 10. <http://www.gasandoil.com/goc/company/cns41035.htm>

23 American Bureau of Shipping. 2004. Guide for Building and Classing Offshore LNG
24 Terminals.

25 American Petroleum Institute. 2000. Recommended Practice 5L X60, Line Pipe, 42nd
26 Ed. January.

27 BHP Billiton LNG International Inc. (BHPB). 2003. Cabrillo Port CSLC Lease
28 Application. August.

29 _____. 2003. Cabrillo Port Application for Deepwater Port License, Pursuant to
30 the Deepwater Port Act, as amended 33 U.S.C. 1501-1524 & 33 CFR Parts 148, 149,
31 and 150. September.

32 _____. 2004. Draft Facility Oil Pollution Contingency Plan, Cabrillo Port LNG
33 Terminal. December 14.

34 Billiot, S. 2004. Verbal communication, Stephen F. Billiot, Vice President, BHPB, to
35 California State Lands technical meeting, Long Beach, CA. August 27.

- 1 Bisi, David M. 2004. Prepared Direct Testimony of David M. Bisi, San Diego Gas &
2 Electric Company and Southern California Gas Company, Before the Public Utilities
3 Commission of the State of California (December 2, 2004). In the Matter of the
4 Application of San Diego Gas & Electric Company (U 902 G) and Southern California
5 Gas Company (U 904 G) for Authority to Integrate Their Gas Transmission Rates,
6 Establish Firm Access Rights, and Provide Off-System Gas Transportation Services.
7 CPUC Docket No. A.04-12-004.
- 8 Brungardt Honomichl & Co., P.A. 2006. Drilling Fluid Release Monitoring Plan,
9 Horizontal Direction Boring. BHPB Document No. WCLNG-BHP-DEO-TX-00-001-0.
10 February 20.
- 11 Cherrington. 2006. Preliminary Construction Procedure and Design for Horizontally
12 Directionally Bored Pipeline Landfall. BHPB Document No. WCLNG-BHP-DEO-TP-00-
13 0001-0. February 16.
- 14 Entrix, Inc. 2005. Environmental Analysis, Center Road Alternative 3 Pipeline, Cabrillo
15 Port, Deepwater Port in the Vicinity of Ventura, California. July.
- 16 Follstad, F. (Senior Planner, Planning and Building Services, City of Santa Clarita).
17 2004. Personal communication. August.
- 18 Hann, K. (BHP Billiton LNG International Inc.). 2005. Personal communication.
19 September 25.
- 20 Klimczak, Renee (President, BHPB). 2005. Letter to Amy Zimpfer, Air Division, U.S.
21 Environmental Protection Agency, Region IX. June 7.
- 22 Marine Project Management, Inc. (MPMI). 2005a. Anchor Mitigation Plan for HDB
23 Nearshore Pipeline Project Marine Operations. BHPB Document No. WCLNG-BHP-
24 DEO-TX-00-001-1. July 7.
- 25 _____. 2005b. HDB Nearshore Pipeline Project Marine Operations. BHPB
26 Document No. WCLNG-BHP-DEO-TX-00-002-2. July 7.
- 27 Sempra Energy Utilities. 2002. Water Quality Construction Best Management
28 Practices Manual. December
- 29 U.S. Coast Guard (USCG). 2005. USCG Navigation and Vessel Inspection Circular
30 (NVIC) No. 03-05, Guidance for Oversight of Post-Licensing Activities Associated with
31 Development of Deepwater Ports. May 16. [http://www.uscg.mil/hq/g-
32 m/nvic/NVIC%2003.05.pdf](http://www.uscg.mil/hq/g-m/nvic/NVIC%2003.05.pdf)
- 33 WorleyParsons. 2005. Report: Ballast Water System Operations and Design Features.
34 BHPB Document No. WCLNG-BHP-DEO-GR-00-223-1. June 16.